

Trabajo Fin de Grado

Título del trabajo:

Propuesta de metodología y análisis de estrategias
para la resiliencia de infraestructuras eléctricas.

Proposal of methodology and analysis of strategies
for resilience of electrical infrastructures.

Autor/es

María del Pilar Martínez Romero

Director/es

José María Yusta Loyo

Facultad / Escuela

Año

Escuela de Ingeniería y Arquitectura de Zaragoza (EINA) / 2019

Propuesta de metodología y análisis de estrategias para la resiliencia de infraestructuras eléctricas.

RESUMEN:

Haciendo un pequeño símil, la red eléctrica es considerada como “la columna vertebral de las sociedades modernas”. Se trata de una red compleja de tecnología de generación, distribución, transmisión, control y comunicación descentralizada a través de una amplia gama de regiones geográficas, lo que conlleva que esté ampliamente expuesta a una gran variedad de amenazas externas.

Entre la gran variedad de amenazas que se encuentra expuesta la red eléctrica destacan por ejemplo desastres naturales como terremotos, huracanes o tormentas severas además de eventos maliciosos como ataques cibernéticos o físicos. Por ello, la protección de la red eléctrica del país y la garantía de un suministro continuo de energía son las dos principales prioridades para la industria de la energía eléctrica.

Estos fenómenos pueden originar un apagón total o parcial de la red y con ello la interrupción de la demanda de los consumidores en un intervalo de tiempo. Volver a recuperar la demanda en el sistema después de estos sucesos no es tarea fácil y este es el objeto principal de este Trabajo de Fin de Grado.

En este trabajo se propone el análisis de las alternativas, ante una caída del sistema, para conseguir que un sistema eléctrico vuelva a su máxima operatividad en el menor tiempo posible y de la manera más efectiva. Para ello se estudian aquí las estrategias de recuperación del sistema eléctrico, determinando, en los sucesivos intervalos de restauración del suministro, la potencia de los generadores y las maniobras a realizar en las líneas eléctricas.

Se utiliza programación matemática de optimización mixta-entera para formular un problema de despacho óptimo de generación en una red eléctrica de transporte y las maniobras óptimas a ejecutar en intervalos de tiempo secuenciales, con objeto de recuperar el máximo de demanda del sistema en el menor número de intervalos posibles. Se formulan todas las restricciones matemáticas que recogen el funcionamiento real de un sistema eléctrico y se resuelven distintos escenarios para comparar los resultados y extraer conclusiones sobre distintas estrategias. Para ello, se emplea el programa informático ‘*Matlab*’ donde se modela una red eléctrica de prueba de 118 nodos. Mediante la optimización de una función objetivo se determinan los valores de las variables que permiten conseguir la máxima recuperación de demanda en el menor tiempo posible.

Tras el estudio detallado de varios escenarios propuestos, se concluye que la solución más razonable es aquella que permite la reconexión de cinco líneas en cada intervalo de redespacho y reconfiguración del sistema, y preferiblemente con un mix energético con más generación renovable que generación térmica, solución alineada con las previsiones del Plan Nacional Integrado de Energía y Clima del gobierno español

ÍNDICE

1. Introducción y objetivos.....	1
2. Problema a resolver. Revisión bibliográfica	3
3. Programación del problema matemático	5
3.1. Propuesta de modelo matemático de despacho óptimo de generación y maniobras óptimas.....	5
3.2. Formulación del modelo matemático en Matlab	7
3.3. Formulación del proceso iterativo en Matlab.....	12
4. Aplicación en distintos escenarios de redes eléctricas de transporte en alta tensión. Análisis de resultados.....	15
4.1. Caso $\alpha=5$	16
4.2. Caso $\alpha=7$	26
4.3. Caso $\alpha=3$	28
4.4. Conclusiones variando el número de reconexiones permitidas	30
4.5. Caso generación térmica.....	32
4.6. Caso de transición energética	37
5. Conclusiones.....	47
6. Bibliografía	50
ANEXOS	52
ANEXO I. Código Matlab.....	52
ANEXO II. Disposición de los generadores en la red eléctrica	62
ANEXO III. Caso $\alpha=5$	63
ANEXO IV. Caso $\alpha=7$	71
ANEXO V. Caso $\alpha=3$	76
ANEXO VI. Caso generación térmica:.....	83
ANEXO VII. Caso transición energética:	88

1. Introducción y objetivos

El objetivo principal de este proyecto consiste en la propuesta y aplicación, en distintos supuestos prácticos, de una metodología para evaluar las mejores estrategias de recuperación del suministro eléctrico en redes de transporte de alta tensión después de una interrupción severa provocada por un fallo en cascada. En otras palabras, consiste en el estudio de las posibles estrategias para conseguir la vuelta a la normalidad de una red eléctrica tras un apagón, que podría producirse por desastres naturales, ataques cibernéticos y otras causas.

Es importante mencionar que este tipo de eventos es poco frecuente pero que, cuando suceden, su impacto técnico y económico en los sistemas eléctricos y en los usuarios finales afectados es muy elevado. Estos eventos son conocidos con las siglas HILP que se refieren en inglés a ‘High Impact Low Probability’, lo que traducido hace referencia a eventos de alto impacto y baja probabilidad. Un ejemplo de un evento de HILP sucedió el 14 de agosto de 2003, cuando grandes áreas de EEUU y Canadá experimentaron un apagón eléctrico que provocó la pérdida de energía eléctrica durante varios días. Este evento dejó a 50 millones de personas sin suministro de electricidad durante unos días. Además del impacto en la población, este apagón también provocó unos cuantiosos costes estimados entre 4.000 y 10.000 millones de dólares. En la Tabla 1 se resumen otros eventos similares sucedidos entre 2003 y 2016.

Blackout	Número de personas sin servicio	Potencia perdida (MW)	Duración
Irán 2003	22.000.000	7.063	8 h
Londres 2003	410.000	724	0,62 h
Dinamarca y Suecia 2003	4.000.000	6.550	5 h
Italia 2003	57.000.000	24.000	5-9 h
Atenas 2004	5.000.000	4.500	5 h
Pakistan 2006	160.000.000	11.600	5-6 h
UCTE 2006	45.000.000	14.500	2 h
Colombia 2007	41.160.000	6.644	4-5 h
Florida 2008	3.000.000	3.650	1-3 h
Brasil 2011	40.000.000	8.884	4 h
Arizona 2011	8.100.000	7.835	6-12 h
India 2012	670.000.000	48.000	2-8 h
Turquía 2015	70.000.000	32.200	8 h

TABLA 1. Eventos HILP más trascendentes en los últimos años.

Como se observa, el evento en Agosto del 2003 en EEUU y Canadá no ha sido el más trágico de la historia. El apagón de India de 2012 fue el mayor fallo en una red eléctrica de la historia donde fueron cortados cerca de 48 GW, afectando a unas 670 millones de personas, lo que supone un 9 % de la población mundial. A pesar de ser el mayor fallo eléctrico, en la Tabla 1 podemos observar que no se trata del único. En Pakistán se interrumpieron alrededor de 12 GW en 2006, dejando a 160 millones de personas sin electricidad durante 6 horas, o en Turquía donde 70 millones de personas fueron afectadas sin suministro eléctrico durante 8 horas. Este último se trata del evento HILP más reciente, ocasionado en 2015, y del segundo más importante en cuanto a potencia perdida (32,2 GW).

Por todo lo comentado anteriormente, aunque estos eventos sean poco frecuentes es primordial estudiarlos para, en caso de ocurrencia, poder recuperar el suministro en el menor tiempo posible y conseguir reducir al mínimo los impactos económicos del gobierno del país.

En este trabajo se utiliza programación matemática de optimización mixta-entera para formular un problema de despacho óptimo de generación en una red eléctrica de transporte y las maniobras óptimas a ejecutar en intervalos de tiempo secuenciales, con objeto de recuperar el máximo de demanda del sistema en el menor número de intervalos posibles. Se formulan todas las restricciones matemáticas que recogen el funcionamiento real de un sistema eléctrico y se resuelven distintos escenarios para comparar los resultados y extraer conclusiones sobre distintas estrategias. Para ello, se emplea el programa informático '*Matlab*', donde se modela una red eléctrica de prueba de 118 nodos. Mediante la optimización de una función objetivo se determinan los valores de las variables que permiten conseguir la máxima recuperación de demanda en el menor tiempo posible.

El código programado en Matlab se adjunta al final de este documento, en el apartado de Anexos, más concretamente, Anexos 1. Previamente, en el capítulo 3 se explican detalladamente la formulación matemática del problema, la función objetivo y las restricciones.

Este trabajo ha sido realizado en el Departamento de Ingeniería Eléctrica de la Universidad de Zaragoza.

La secuencia temporal del presente trabajo fin de grado ha sido la siguiente:

- Revisión bibliográfica de artículos técnicos, científicos y libros sobre el problema a resolver (3 semanas).
- Propuesta de modelo matemático de despacho óptimo de generación junto con determinación de maniobras óptimas en líneas eléctricas (3 semanas).
- Programación del problema y del modelo matemático en Matlab (4 semanas).
- Aplicación en distintos escenarios de redes eléctricas de transporte en alta tensión. Análisis de resultados (3 semanas).
- Redacción del documento del TFG (2 semanas).

En el capítulo 2 de este documento se explica el problema a tratar y la revisión bibliográfica realizada. Después, se dedica el capítulo 3 a la programación del modelo matemático y dentro de este capítulo se explica primero la formulación de la función objetivo y las restricciones matemáticas, y a continuación su implementación en Matlab. En el capítulo 4 se aplica la metodología desarrollada a distintos escenarios de redes eléctricas de transporte en alta tensión, estudiando distintos casos y comparando los resultados. Por último, se presentan las conclusiones obtenidas.

2. Problema a resolver. Revisión bibliográfica

En este capítulo se comienza por definir tres conceptos claves en el ámbito del análisis de contingencias de los sistemas eléctricos de potencia; resiliencia, fiabilidad y robustez.

En primer lugar, se define la resiliencia como la capacidad que tiene un sistema eléctrico para recuperar el suministro, con poca o ninguna intervención humana, después de un fallo general en el menor tiempo posible [1]. Por su parte, se define la fiabilidad como la probabilidad de que un sistema eléctrico pueda funcionar con el nivel de calidad requerido durante un largo intervalo de tiempo [2]. Y por último, se define la robustez como la característica de un sistema eléctrico que cuantifica el daño en un sistema como consecuencia de una perturbación inesperada [2]. El foco de atención de este trabajo radica en analizar las diferentes estrategias para la resiliencia de infraestructuras eléctricas, estudiando cuál es la manera óptima de recuperar el suministro en el menor tiempo posible.

A continuación, se muestra un gráfico donde se encuentran bien definidos los tres conceptos mencionados anteriormente (Reliability/Fiabilidad, Resilience/Resiliencia y por último Robustness/Robustez). Es importante mencionar que la robustez es lo contrario de la vulnerabilidad como también se puede observar en la gráfica.

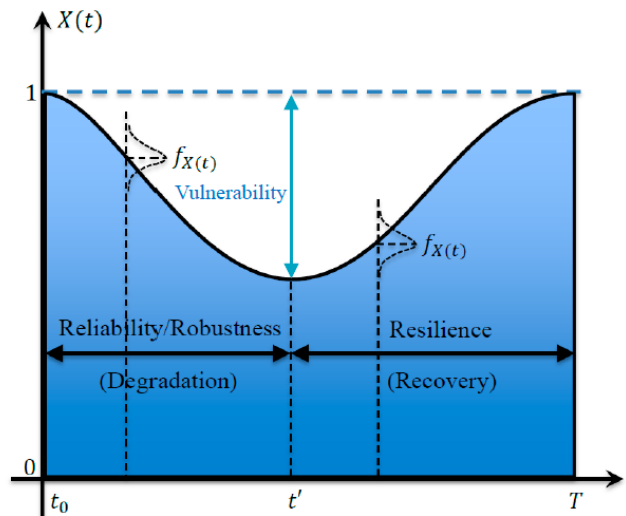


FIGURA 1. Restauración de la potencia ante un fallo eléctrico.[2]

En la Figura 1 se representa en el eje de abscisas el tiempo y en el eje de ordenadas la potencia suministrada en valores en p.u. Como se puede observar para un tiempo inicial (t_0) se produce un apagón o un fallo en la red lo que origina una caída de potencia de la misma hasta un tiempo t' . Es aquí donde empieza el problema en cuestión para recuperar la potencia perdida. En este trabajo fin de grado se estudiarán las diferentes estrategias para la resiliencia de infraestructuras eléctricas obteniendo la solución óptima para recuperar el suministro en el menor tiempo posible.

Es importante mencionar que, en el caso de la fiabilidad, la probabilidad de ocurrencia es muy elevada pero sin embargo el impacto que causa es bajo. El efecto contrario ocurre con la vulnerabilidad, donde la probabilidad de ocurrencia es muy baja, pero sin embargo cuando ocurre el impacto que causa es elevadísimo.

Los métodos para mejorar la resiliencia de un sistema eléctrico no se han desarrollado aun completamente, especialmente en el contexto de sistemas de transporte de energía en alta tensión. La mayoría de los trabajos de investigación anteriores, basados en mejorar la resiliencia de sistemas eléctricos, se han centrado en la actualización de la infraestructura del sistema. En [3] se presenta una estrategia de aumento de resistencia del sistema mediante la sustitución de apoyos y el mantenimiento de los pasillos de servidumbre con objeto de mejorar la resiliencia de las redes de distribución de energía al proteger al sistema eléctrico contra eventos climáticos externos. Estos eventos climáticos son estudiados en varios artículos; en [4] se realiza la evaluación de la resiliencia de las líneas de transmisión ante efectos de viento extremo y en [5] se proporciona una estimación de la pérdida de energía debido a una amenaza climática como es el caso de un huracán. En [6] se sugiere la idea de una isla defensiva sometida a riesgos climáticos extremos para estudiar la resiliencia de la red ante estas amenazas. Por otra parte, en [7] se propone un modelo para el análisis de coste-beneficio de las mejoras de las infraestructuras y en [8] se presenta el modelado y la evaluación de la resiliencia de la infraestructura de energía eléctrica crítica ante eventos climáticos extremos.

Otros artículos persiguen realizar, desde un punto de vista matemático, la evaluación de estrategias de restauración del sistema después de un apagón [9].

Por último, en [10] se propuso un plan de restauración a través de la integración de generadores en las redes de distribución a gran escala y en [11] se investigan estrategias óptimas de arranque de generadores para la restauración de sistemas de energía en situaciones de emergencia. En los artículos [12] y [13] se presenta la recuperación proactiva de los sistemas de energía eléctrica para mejorar la resiliencia mediante la gestión de los activos y de su mantenimiento.

A diferencia de todas las investigaciones anteriores, el enfoque propuesto en este trabajo de fin de grado presenta un formato similar a [14] y [15] y completamente diferente, en cuanto a metodología y perspectiva, a todos los anteriormente expuestos. Estos documentos proponen una aplicación de red inteligente que se basa en la resiliencia con objeto de aprovechar el control total de los activos de transmisión ante situaciones de emergencia. El enfoque que sugieren los documentos [14] y [15], y también el presente trabajo de fin de grado, se basa en realizar un despacho óptimo de los generadores eléctricos y reconfiguraciones óptimas de la red eléctrica, proponiendo para ello distintos escenarios de número de líneas de transmisión que se pueden reconectar en cada etapa de recuperación del sistema. Una vez estudiados los diferentes casos, se cuantifican los resultados obtenidos correspondientes a cada plan de reconfiguración propuesto y se le permite al operador tomar la decisión más eficiente sobre cuál implementar.

3. Programación del problema matemático

En este capítulo se exponen la propuesta del modelo matemático de despacho óptimo de generación y maniobras óptimas, donde se explica la función objetivo y las diferentes restricciones en la formulación del problema, y por otro lado la programación realizada en Matlab para la resolución del problema matemático.

3.1. Propuesta de modelo matemático de despacho óptimo de generación y maniobras óptimas

Una vez presentado el problema a resolver, en este capítulo se formulan matemáticamente la función objetivo y las restricciones a considerar en el cálculo de cada etapa de recuperación del suministro del sistema eléctrico.

El problema a tratar se formula mediante programación mixta-entera, en la cual el modelo de optimización intenta maximizar la recuperación de la demanda eléctrica a través de la programación óptima de los generadores de la red eléctrica, así como la reconfiguración óptima de la topología (es decir, de la conectividad de las líneas de transmisión).

La función objetivo a maximizar es la siguiente:

$$\sum_{n=1}^N (P_{d,n}^t - P_{d,n,i}^{t_{d\varepsilon}}) \quad (1)$$

Dónde:

- $P_{d,n,i}^{t_{d\varepsilon}}$ representa la demanda de potencia activa en el bus n después de la iteración de la acción de recuperación i en respuesta al evento perturbador ε en el tiempo t [MW].
- $P_{d,n}^t$ representa la demanda de potencia activa en el bus n al final del tiempo de interrupción [MW].

Como se representa matemáticamente en la ecuación (1), el objetivo del problema de optimización es maximizar la recuperación de la demanda en cada iteración después de la ocurrencia de un evento perturbador. Se repetirá el problema de optimización en distintas etapas o iteraciones i hasta alcanzar la recuperación de la demanda final que sea posible restaurar en el sistema eléctrico. Para ello, en cada etapa el problema de optimización debe calcular la potencia a producir por los generadores y las líneas que se reconectarán con objeto de alcanzar la máxima demanda posible en cada iteración, sujeto a las restricciones técnicas de la infraestructura eléctrica que se indican a continuación.

- Balance nodal de la potencia

$$\sum_{g \in \Omega_g} P_{gn}^t - \sum_{m \in \Omega_B} P_{k_{n,m}}^t = \sum_{d \in \Omega_D} (P_{d,n}^t - P_{d,n,i}^{t_{d\varepsilon}}) \quad (2)$$

$$\beta_{k_{n,m}} * (\theta_{n,m}) - P_{k_{n,m}}^t + \beta_k \geq 0 \quad (3)$$

$$\begin{aligned} -\beta_{k_{n,m}} * (\theta_{n,m}) - P_{k_{n,m}}^t + \beta_k &\geq 0 \\ \forall k \in K \end{aligned} \quad (4)$$

Dónde:

- $P_{g_n}^t$ representa la salida de potencia activa del generador G (medido en MW) conectada al bus n en el tiempo t.
- $P_{k_{n,m}}^t$ representa el flujo de potencia (medido también en MW) a través de la línea de transmisión k entre el bus n y el bus m en un tiempo t.

Las ecuaciones 3 y 4 representan las leyes de Kirchhoff de los nodos del sistema real.

Dónde:

- $\beta_{k_{n,m}}$ representa la susceptancia de la línea de transmisión k entre el bus n y el bus m.
- $\theta_{n,m}$ representa la diferencia del ángulo entre el bus n y el bus m.
- β_k representa si la línea se encuentra abierta o cerrada. Es una variable entera que toma los valores de 0 ó 1.

- Restricción potencia máxima y mínima de los generadores:

$$\begin{aligned} P_{g_n}^{min} \leq P_{g_n}^t \leq P_{g_n}^{max} \\ \forall g \in G \end{aligned} \quad (5)$$

En esta restricción se establece que la potencia de salida de la unidad generadora g en el bus n está limitada entre su capacidad física mínima (que será cero) y máxima (que será la que imponga la red).

- Restricción de las líneas:

$$\begin{aligned} P_k^{min} * (\beta_k) \leq P_{k_{n,m}}^t \leq P_k^{max} * (\beta_k) \\ \forall k \in K \end{aligned} \quad (6)$$

En esta restricción se limita el flujo de energía a través de la línea de transmisión k que conecta el bus n al bus m dentro de las capacidades de línea mínima y máxima. Además en este caso también es importante destacar la variable binaria introducida, β , que tomará el valor de 0 ó 1 dependiendo si la línea de transmisión está abierta o cerrada y que representa la susceptancia de la línea de transmisión k entre el bus n y el bus m.

- Restricción ángulo de desfase:

$$\begin{aligned} \theta^{min} \leq \theta_{n,m} \leq \theta^{max} \\ \forall k (m, n) \in K \end{aligned} \quad (7)$$

Esta restricción establece unos límites máximos y mínimos para los ángulos, donde $\theta_{n,m}$ representa una diferencia de ángulos entre el bus n y el bus m.

Es importante mencionar aquí, que los límites del ángulo de voltaje para cada bus se establecen en -0,6 radianes que es lo que representa θ^{min} y 0,6 radianes que es lo que representa θ^{max} .

- Restricción número máximo de líneas a reconectar:

$$\sum_{k \in K} \beta_k \leq \alpha \quad (8)$$

Esta restricción es introducida por el usuario. Se han estudiado distintos escenarios en función del número de líneas α que se permiten reconectar en cada etapa de recuperación del sistema. En este documento se presentarán los casos para reconectar $\alpha = 3, 5$ y 7 líneas y se estudiarán los resultados obtenidos para cada uno de ellos.

- Restricción variable entera:

$$\beta_k \in \{0,1\} \quad (9)$$

$$k \in K$$

Esta restricción únicamente nos indica que la variable β_k puede tomar o el valor de 1 si la línea se encuentra cerrada o el valor de 0 si la línea se encuentra abierta. Es decir, se trata de una variable entera en la formulación del programa.

En las restricciones anteriores es importante mencionar el significado de los subíndices, donde K son los conjuntos de líneas de transmisión de la red, G se refiere a las unidades generadoras y N a los buses.

Las variables que se van a calcular en cada etapa o iteración del problema de optimización son:

- Por un lado, se calcula la potencia de los generadores en cada una de las iteraciones de recuperación.
- Por otro lado, se obtiene también el estado de las diferentes líneas que componen la red eléctrica, es decir, si se encuentran cerradas o abiertas. En cada iteración se permite reconectar un número máximo de líneas α

Simultáneamente a los valores óptimos obtenidos en cada iteración, se obtienen también los flujos de potencia en las líneas y la demanda recuperada en cada bus de la red eléctrica. Se repite el problema de optimización tantas veces como sea necesario hasta alcanzar la máxima recuperación de demanda posible.

3.2. Formulación del modelo matemático en Matlab

A continuación, se ha programado en Matlab el problema formulado en el apartado anterior, el apartado 3.1 de este capítulo.

Aunque en el Anexo 1 de este documento se expondrá el código completo, es importante explicar aquí cómo se han implementado la función objetivo (que representa la cantidad deseada que se debe minimizar o maximizar) y las diferentes restricciones matemáticas presentadas anteriormente (que limitan los valores posibles para las variables de optimización).

Para resolver el problema matemático formulado se pueden utilizar diferentes herramientas. Aquí se ha optado por el programa Matlab que permite formular y resolver problemas matemáticos de optimización de tipo PIP (pure integer programming) donde todas las variables son enteras, de tipo BIP (binary integer

programming) donde todas las variables son binarias y del tipo MIP (mixed integer programming) donde algunas variables son binarias y otras enteras.

El problema a resolver se trata de un sistema lineal mixto-entero. Este tipo de programación amplía el problema de programación lineal con la restricción adicional de que una o algunas de las variables de la solución óptima deben ser enteras. Como se ha comentado anteriormente se ha optado por el programa Matlab para formular este problema matemático. Para ello, se ha definido la función objetivo, que representa la cantidad que se quiere maximizar o minimizar y a continuación las restricciones a las que está sujeto:

$$\bullet \quad Ax \leq b \quad \text{Restricción de desigualdad} \quad (10)$$

$$\bullet \quad A_{eq}x = b_{eq} \quad \text{Restricción de igualdad} \quad (11)$$

$$\bullet \quad lb \leq x \leq ub \quad \text{Restricción de máximos y mínimos} \quad (12)$$

$$\bullet \quad x_i \in Z \quad \text{Restricción de enteros} \quad (13)$$

A continuación se explicarán cómo se han construido cada una de las matrices expuestas en las restricciones anteriores y cómo se ha formulado la función objetivo.

En primer lugar para escribir la función objetivo en Matlab se ha definido el tamaño del vector correspondiente definiendo el número de líneas, el número de generadores, los ángulos de salida, el número de cargas, y el número de betas. A continuación se establece el formato en Matlab que se ha seguido para definir cada una de estas variables. Para una comprensión mejor y más clara del código es importante mencionar algunos de los comandos utilizados en la herramienta de Matlab.

El comando *length* es el que ha permitido establecer el número de líneas, generadores y deltas que componen la red eléctrica, ya que permite determinar la longitud que tiene una columna o una fila de una matriz. En el caso de estudio, para determinar el número de líneas, se ha recorrido toda la primera columna de la matriz *mpc.branch* (la matriz *mpc* es como se ha definido el caso de estudio en Matlab y el *.branch* es la submatriz que hace referencia a las líneas) y se ha multiplicado por dos debido a que toda línea eléctrica tiene dos direcciones: la de ida y la de vuelta. El mismo procedimiento se ha seguido para calcular el número de generadores o de deltas pero acudiendo a la matriz en cuestión, es decir, en el caso de los generadores se ha recorrido la matriz *mpc.gen* y en el caso de las deltas la matriz *mpc.bus*.

```
%% Determinar el tamaño del vector correspondiente de la función
objetivo

nl = length(mpc.branch(:,1)) * 2;    % Número de líneas eléctricas Fij
-- Fji

ng = length(mpc.gen(:,1));           % Número de generadores eléctricos

teta = length(mpc.bus(:,1));         % Número de buses para determinar
los ángulos tetas de salida

load = teta;                         % Número de cargas

beta = nl;                          % Número de betas
```

Todas estas variables hacen referencia a las variables continuas del sistema en cuestión, aunque también es importante mencionar otro tipo de variables, las enteras, que serán explicadas más adelante.

Una vez determinado el tamaño de las diferentes variables, se ha definido la función objetivo, ecuación (8) del documento como un vector fila de la siguiente manera:

```
%% Vector de función objetivo

f = zeros(1,nl+ng+teta+load+beta);
```

A continuación ya solo queda explicar cómo se han traducido las restricciones matemáticas al lenguaje de Matlab. Aquí el código del programa ha sido dividido en dos subapartados; por un lado, se han formulado las restricciones de desigualdad y, por otro lado, las restricciones de igualdad.

Para el caso de las restricciones de igualdad se han construido dos matrices denominadas “*Aeq*” y “*Beq*” de la siguiente manera:

```
% Restricciones finales de igualdad
Aeq = [restriccion_uno ; restriccion_dos];
beq = [restriccion_uno_solucion ; restriccion_dos_solucion];
```

A su vez es importante mencionar cómo se han construido ambas matrices. Como se puede observar, la matriz *Aeq* está formada por dos submatrices denominadas “restricción_uno” y “restricción_dos”. En el primer caso, la submatriz “restricción_uno” hace referencia a las ecuaciones (3) y (4) de este documento mientras que la submatriz “restricción_dos” hace referencia a la ecuación de balance nodal (2).

Por otro lado la matriz *Beq* está formada de nuevo por otras dos submatrices que son “restriccion_uno_solucion” y “restriccion_dos_solucion”, donde estas dos submatrices han sido definidas como columna de ceros, ya que como se puede observar todas las restricciones mencionadas en el apartado 3.1 están igualadas a cero.

A continuación se han definido las restricciones de desigualdad que se han formulado. Para este caso se ha construido una matriz denominada “*A*” compuesta por 3 submatrices denominadas “para_restriccion_tres_inicial”, “para_restriccion_tres_segunda” y “para_restriccion_tres_tercera”.

Las dos primeras submatrices “para_restriccion_tres_inicial” y “para_restriccion_tres_segunda” hacen referencia a la ecuación (6) del documento. La formulación de estas es exactamente equivalente salvo que se tiene en cuenta el sentido de la línea, puesto que como se ha indicado, todas las líneas son de ida y de retorno.

Por otro lado la submatriz “para_restriccion_tres_tercera” hace referencia al número máximo de líneas que se podrán reconectar en cada caso, es decir, a la ecuación (8) del documento.

A continuación se indica el código que hace referencia a las restricciones de desigualdad anteriormente explicadas.

```
% Restricción final de desigualdad
```

```

A = [para_restriccion_tres_inicial;
     para_restriccion_tres_segunda;
     para_restriccion_tres_tercera];

t = size (A);

para_b = zeros(t(1),1);

lineas_conectadas = length(find(mpc.branch(:,11) ==1));

para_b(t(1)) = (lineas_conectadas * 2) +
(numero_de_lineas_para_reconexcion * 2); % Se permite reconectar como
máximo una línea eléctrica

b = para_b;

```

Como se puede observar en el código, además de la matriz A se crea una matriz resultados, que en este caso se denomina matriz b , y de nuevo se establece el máximo número de líneas que permiten la reconexión.

Por último, es importante mencionar las restricciones de la potencia máxima y mínima de los generadores, el ángulo máximo y mínimo entre el bus n y m de una línea de transmisión y la construcción del vector de binarios (es decir, la construcción del vector de la variable entera del programa).

De acuerdo a la nomenclatura del programa, para las restricciones de máximos y mínimos, referentes a las restricciones (5) y (7), se han construido dos matrices ub (que representa los máximos) y lb (que representa los mínimos). A continuación se expone el código de Matlab que corresponde a la construcción de las matrices fila ub y lb . Es importante comentar en este apartado la necesidad de fijar las líneas que el problema nos impide reconectar. En el caso de estudio se trata solo de la línea 141 que se corresponde en el sistema a tratar con la línea 89-92. Para fijar esta línea e impedir su reconexión se establece un valor β igual a cero, imponiendo de esta manera al sistema que esa línea de reconexión se encuentre siempre abierta y no se permita su reconexión.

Es importante denotar que en el siguiente código adjunto se fijan dos valores de β iguales a cero. Esto se debe a que la línea 89-92 es de ida y de vuelta, es decir, 92-89 y esta se corresponde con la línea 327. De aquí que el siguiente código haya dos valores de beta fijados en cero.

```

%% Construir límites mínimos y máximos

generadores_limite_maximo = mpc.gen(:,9) / mpc.baseMVA ;
generadores_limite_minimo = mpc.gen(:,10) / mpc.baseMVA ;

teta_limite_maximo = zeros (teta , 1);
teta_limite_minimo = zeros (teta , 1);

posicion_slack = find (mpc.bus(:,2) == 3);
slack = mpc.bus (posicion_slack,1);
for j = 1 : teta

    if j ~= slack
        teta_limite_maximo (j) = pi;
    end
end

```

```

        teta_limite_minimo (j) = -pi;
    end

end

flujos_ub = zeros (1,nl);
flujos_lb = zeros (1,nl);

for j = 1 : nl
    flujos_ub (j) = inf;
    flujos_lb (j) = -inf;
end

cargas_ub = zeros (1,load);

for j = 1: load

    cargas_ub(1,j) = cargas (j);

end

betas_ub = ones(1,beta);
betas_ub(141) = 0;
betas_ub(327) = 0;           % FIJAR LA LÍNEA QUE NO SE PODRÁ
RECONECTAR

ub = [flujos_ub generadores_limite_maximo' teta_limite_maximo'
cargas_ub betas_ub];

cargas_lb = zeros (1,load);

betas_lb = zeros (1, beta);

encontrar_lineas_fijas = find(mpc.branch(:,11)==1);

for j = 1 : length(encontrar_lineas_fijas)

    betas_lb (encontrar_lineas_fijas(j)) = 1;

    betas_lb (encontrar_lineas_fijas(j)+(beta/2)) = 1;

end

lb = [flujos_lb generadores_limite_minimo' teta_limite_minimo'
cargas_lb betas_lb]

```

Por otra parte, en cuanto a la construcción del vector de variables enteras, en este caso solo se trata de una variable a considerar que es β_k y puede tomar los valores de 0 o 1 dependiendo de si la línea se encuentra abierta (0) o cerrada (1). Para esta variable la formulación que se ha llevado a cabo en Matlab, de acuerdo a la ecuación (9) ha sido la siguiente:

```

%% Construir el vector de binarios

inicia_binaria = nl + ng + teta + load + 1;

for j = 1 : length(mpc.branch(:,1))

```

```

mpc.branch(j,12) = inicia_binaria;

mpc.branch(j,13) = inicia_binaria + (beta/2);

inicia_binaria = inicia_binaria + 1;

end

binarios = find(mpc.branch(:,11) == 0);

intcon_from = mpc.branch(binarios,12);
intcon_to = mpc.branch(binarios,13);

intcon = [intcon_from' intcon_to'];

```

Gracias a este código se pueden recorrer todo el sistema eléctrico e ir actualizando el vector, asignando a las variables los valores 0 ó 1, dependiendo de su estado.

3.3. Formulación del proceso iterativo en Matlab

Por último queda explicar cómo se ha programado el sistema para repetir las etapas de recuperación hasta alcanzar la máxima demanda final posible. En primer lugar se expone a continuación el código necesario para resolver un sistema de optimización en Matlab. El comando utilizado se denomina “intlinprog” y es el que permite maximizar la función objetivo denotada por x . Como se observa en el siguiente código, será necesario establecer el valor de las matrices de las restricciones mencionadas anteriormente (A , Aeq , b y beq) además de los límites inferior y superior de modo que la solución esté siempre en el rango $lb \leq x \leq ub$. Por último el comando “options” que aparece en la función se utiliza para optimizar con las condiciones que se describen en esta variable (en este caso se trata de maximizar con un tiempo máximo por iteración de 600 segundos). Se ha establecido un tiempo de 600 segundos por iteración porque, tras varios ensayos, se ha considerado un periodo más que suficiente para conseguir llegar a la solución óptima.

```

% Ejecutar el problema de optimización
options = optimoptions(@intlinprog, 'MaxTime', 600);
[x, fval] = intlinprog(f*-1, intcon, A, b, Aeq, beq, lb, ub, options);

```

A continuación es importante establecer cómo se ha realizado el código iterativo. Aunque en el apartado Anexos 1, se presenta el código completo para la resolución de este problema, a continuación se muestra la parte del código que permite la repetición del proceso hasta llegar a las 185 líneas que hay que reconectar (dejando sin reconectar únicamente la línea mencionada anteriormente que produce el fallo en cascada del sistema).

En primer lugar se fija el nuevo sistema. Para ello se construye una matriz llamada “reconecion” que se va a ir actualizando en cada iteración en función de si la variable de decisión β es cero o uno. Por otra parte también es importante mencionar el comando “isequal” que se utiliza para comprobar si la conectividad de las líneas del caso a tratar coincide con la conectividad inicial. Este comando se trata de una variable booleana, es decir, puede dar como resultado o 1 (si la igualdad es verdadera) o 0 (si la igualdad es

falsa). En este caso se busca que la conectividad inicial no coincida con la conectividad de las líneas de transmisión en la iteración en cuestión. De esta manera se construye una nueva matriz denominada “nodos” con esas líneas donde no coinciden las conectividades.

```
% Fija nuevo sistema
z = 1;
for j = lineas_reconectadas : maximo_lineas_reconectadas

    if x(j) == 1

        reconeccion(z,1) = j;

        z = z + 1;

    end

end

for j = 1 : length(reconeccion)

    zx = find (mpc.branch(:,12) == reconeccion(j,1));

    mpc.branch(zx,11) = 1;

end

if isequal(mpc.branch(:,11),conectividad_inicial) == 0

    nodos = zeros (1,1);
    ab = 1;
    for j = 1 : length(mpc.branch(:,1))

        if mpc.branch(j,11) ~= conectividad_inicial(j)

            nodos (ab,1) = mpc.branch(j,1);

            nodos (ab,2) = mpc.branch(j,2);

            ab = ab + 1;

        end

    end

end
```

A continuación, en esta parte del código se van actualizando los valores de los resultados finales como son los valores de las cargas (es decir, la demanda en p.u. recuperada en cada iteración) y se van construyendo las matrices “MATRIZRESULTADOS” y “MATRIZBETAS1” que informan de la potencia demandada y generada por iteración, y por otro lado del flujo y del valor de la variable de decisión β que indica si la línea se encuentra cerrada o abierta.

```
% Obtener cargas
flujos = (length(mpc.branch(:,1))) * 2;
generacion = length(mpc.gen(:,1));
deltas = teta;
```



```

n_cargas = teta;

valores_cargas = x((flujos + generacion + deltas + 1) :
(flujos + generacion + deltas + n_cargas));

MATRIZRESULTADOS(:,UU)=PG2;
MATRIZRESULTADOS(:,HH)=valores_cargas;

MATRIZBETAS1(:,UU)= FLUJO1;
MATRIZBETAS1(:,HH)= BETAS1;

UU=UU+2;
HH=HH+2;

```

Por último en esta parte se guarda los resultados en un fichero denominada “recovery”. Esta fichero está formada por n celdas (dependiendo del número de líneas que se permiten reconectar) y cada celda a su vez da información sobre qué líneas se reconectan, cuál es el valor de las cargas y por último la recuperación en cada una de las iteraciones. El programa finalizará cuando el número de líneas para la reconexión haya llegado al máximo (que en este caso de estudio es de 185).

```

% Guarda datos

recovery{etapas}.lineas = nodos;
recovery{etapas}.cargas = valores_cargas;
recovery{etapas}.recuperacion = (fval * -1) / carga;

filename = 'Resultados.mat';
save('Resultados.mat','recovery');

conectividad_inicial = mpc.branch(:,11);

etapas = etapas + 1;
else

    numero_de_lineas_para_reconeccion =
numero_de_lineas_para_reconeccion + 1;

end

```

4. Aplicación en distintos escenarios de redes eléctricas de transporte en alta tensión. Análisis de resultados

Una vez presentada la formulación matemática del problema a resolver y la herramienta utilizada para su programación, a continuación se muestran los resultados de distintos casos de estudio donde se ha ejecutado el código programado.

En los casos de estudio se han variado dos aspectos claves del modelo: el número de líneas que se pueden reconectar en cada etapa de recuperación de la red eléctrica (los casos de estudio a tratar serán de 3, 5 y 7 líneas) y, por otro lado, los valores de rampa de cada uno de los generadores, estudiando dos escenarios; por un lado con generación térmica y por otro lado con energías renovables.

El orden que se ha seguido es el siguiente:

- 4.1. Caso $\alpha = 5$ (se permite la reconexión de 5 líneas).
- 4.2. Caso $\alpha = 7$ (se permite la reconexión de 7 líneas).
- 4.3. Caso $\alpha = 3$ (se permite la reconexión de 3 líneas).
- 4.4. Conclusiones variando el número de reconexiones permitidas.
- 4.5. Caso generación térmica.
 - Con $\alpha = 5$
 - Con $\alpha = 7$
- 4.6. Caso transición energética.
 - Con $\alpha = 5$
 - Con $\alpha = 7$

Se explicará en detalle el caso para $\alpha = 5$ (se permite la reconexión de cinco líneas en cada iteración). En los Anexos IV y Anexos V se incluyen todos los resultados más detallados para los casos de $\alpha = 7$ y $\alpha = 3$ respectivamente.

Como sistema de prueba del modelo matemático formulado se ha elegido una red eléctrica habitualmente empleada en trabajos de investigación de esta naturaleza (IEEE 118-bus), que consta en un total de 186 líneas de transmisión y 19 unidades generadoras con una capacidad total de 5859,2 MW que atienden a una demanda total de 4519 MW. Es importante mencionar que el sistema cuenta realmente con 54 generadores, pero solo 19 de estos 54 inyectan potencia activa y el resto, es decir, 35 generadores, funcionan únicamente como compensadores de reactiva.

A continuación se observa en la Figura 2 [16] la red de estudio IEEE-118 en la que se puede observar los 54 generadores, los 118 buses, las 186 líneas de transmisión del sistema, las 91 cargas y los 9 transformadores.

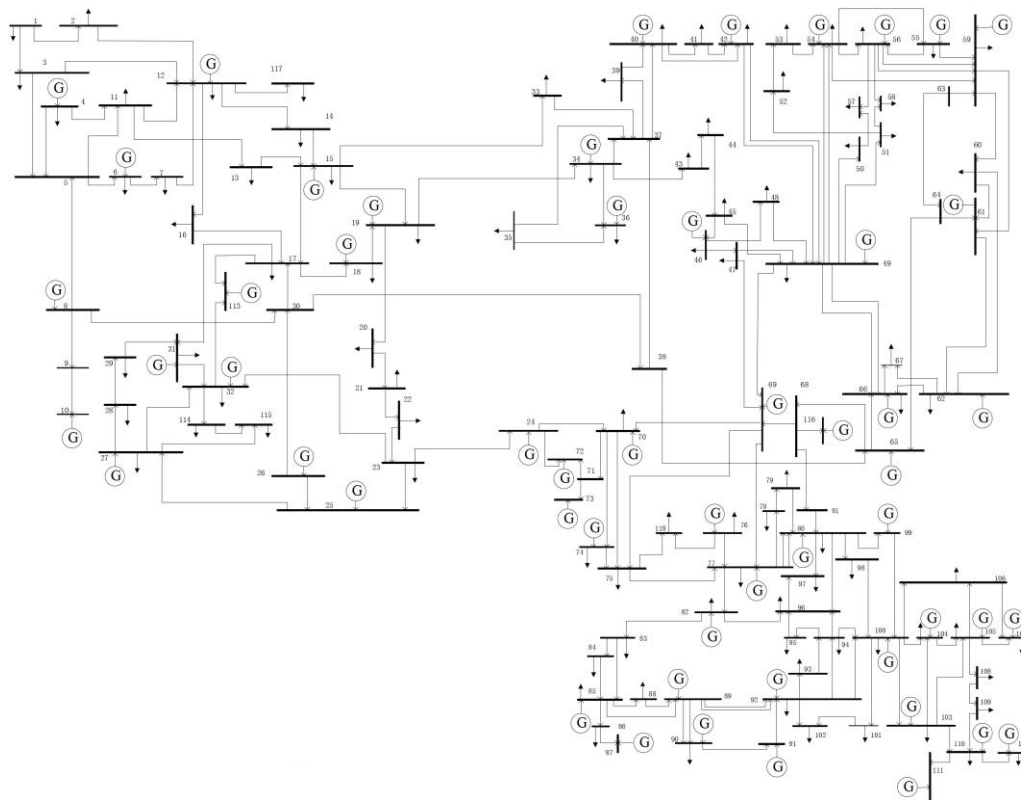


FIGURA 2. Representación de la red IEEE-118. [16]

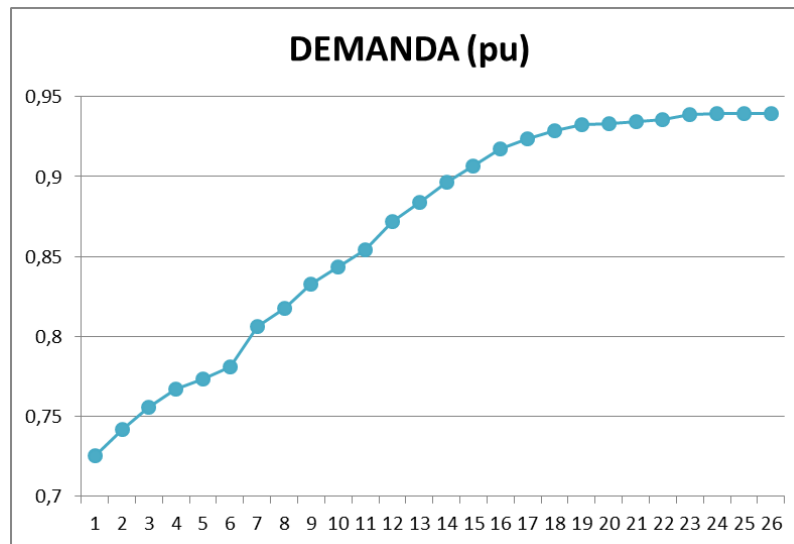
4.1. Caso $\alpha=5$

Como se ha comentado anteriormente, el caso de $\alpha=5$, que permite la reconexión de cinco líneas, será el que se explicará en mayor profundidad, a modo ilustrativo de uno de los casos de estudio.

Como resultado de la ejecución del problema iterativo de optimización del proceso de recuperación del sistema eléctrico, para alcanzar la demanda máxima del sistema (que en todos los casos de estudio es de 0,9396, valor en p.u.) han sido necesarias un total de 26 iteraciones.

No es posible recuperar el 100% de la demanda porque se considera que la línea 141, que produce inicialmente el fallo en cascada en la red eléctrica, ha sufrido un incidente cuyo tiempo de reparación es de varias horas.

En la Gráfica 1 se representa en el eje de ordenadas la potencia suministrada (en valor de p.u.) y en el eje de abscisas la iteración correspondiente. En la Tabla 3 que se presentará más adelante puede observarse el valor exacto de la demanda eléctrica alcanzada en cada iteración.



GRAFICA 1. Recuperación energética por unidad de tiempo del caso $\alpha=5$.

En esta gráfica se puede observar que el sistema recupera inicialmente bastante rápido la potencia perdida en las primeras iteraciones y después va recuperando la energía más lentamente. Es muy importante destacar el gran salto al pasar de la iteración 6 a la 7 donde se produce una gran recuperación de energía. Esto se debe principalmente a las líneas que se reconectan en dicha iteración. Aunque en la Tabla 3 se expondrán en detalle todas las líneas reconectadas en cada una de las iteraciones, a continuación, en la Tabla 2 se exponen las líneas que se reconectan en la iteración 7.

IT	DEMANDA	LINEAS RECONECTADAS	
7	0,8059	19	20
		47	49
		69	70
		70	75
		69	75

TABLA 2. Líneas reconectadas en la iteración 7 del caso $\alpha=5$.

Gracias a esta tabla se puede observar que entre las cinco líneas que se reconectan en dicha iteración, tres de ellas unen buses con generadores. Además, es en el bus 69 donde se encuentra el tercer generador que más potencia es capaz de generar y precisamente en la iteración 7 se van a reconectar dos líneas (la 69-70 y la 69-75) que unen dicho bus con otro del sistema eléctrico. Además de estas dos líneas hay una tercera, la 47-49 que también une un bus (en este caso el 49) donde también se encuentra otro generador. Es esta la razón que permite explicar esta recuperación de energía tan brusca en tan solo una iteración. En la Tabla 1 del Anexo II es donde se puede encontrar la disposición de todos los generadores de la red eléctrica en los diferentes buses de la misma.

A continuación, en la Tabla 3 se muestra el resumen de todas las iteraciones con la demanda alcanzada en cada paso de recuperación y las líneas eléctricas reconectadas.

IT	DEMANDA	LINEAS RECONECTADAS	
1	0,7257	13	15
		46	47
		46	48
		56	57
		60	62
2	0,7418	85	88
		88	89
		80	98
		98	100
3	0,7555	62	67
		68	69
		68	81
		81	80
4	0,7668	23	24
		29	31
		47	69
		49	69
5	0,7733	34	43
		45	49
		38	65
		24	70
		24	72
6	0,7812	70	74
		69	77
		75	77
		77	78
7	0,8059	19	20
		47	49
		69	70
		70	75
		69	75
8	0,8174	77	82
		80	96
		80	97
		80	99
		96	97

IT	DEMANDA	LINEAS RECONECTADAS	
9	0,8327	61	62
		62	66
		77	80
		77	80
		75	118
10	0,8434	11	13
		14	15
		12	16
		15	17
		16	17
		16	17
11	0,8543	38	37
		39	40
		63	59
		63	64
		64	61
12	0,8721	18	19
		21	22
		19	34
		33	37
		17	113
13	0,8835	34	37
		40	42
		41	42
		44	45
		76	118
14	0,8963	37	40
		40	41
		43	44
		42	49
		42	49
15	0,9064	15	19
		20	21
		17	31
		15	33
16	0,9175	51	52
		53	54
		49	54
		49	54
		56	58
		56	58

IT	DEMANDA	LINEAS RECONECTADAS	
17	0,9238	48	49
		51	58
		100	101
		101	102
18	0,9288	35	36
		82	83
		85	89
		82	96
19	0,9324	35	36
		89	90
		89	90
		90	91
20	0,9333	92	100
		94	100
21	0,9344	83	84
		84	85
22	0,9355	30	38
		114	115
23	0,9385	52	53
		54	55
		54	56
		54	59
		64	65
24	0,9393	55	56
		55	59
		83	85
		94	96
		95	96
25	0,9396	12	14
		65	68
		78	79
		92	94
		93	94
26	0,9396	8	30
		56	59
		56	59
		65	66
		89	92

TABLA 3. Representación de la demanda recuperada y de las líneas reconectadas por cada iteración realizada del caso $\alpha=5$.

Por otro lado, también es importante observar que, aunque el sistema permite la reconexión de hasta 5 líneas, el problema de optimización puede ofrecer como mejor solución la reconexión de un número inferior de líneas. A modo resumen, en la tabla 4 se puede observar cómo en 10 iteraciones se han reconectado un número inferior de líneas permitidas mientras que en el resto el número de líneas reconectadas ha sido el máximo, es decir, cinco en este caso de estudio.

En la misma Tabla 4 se indica también el número de líneas final que ya se encuentran conectadas tras cada iteración. La iteración 0 se corresponde al estado inicial del sistema que cuenta con un total de 71 líneas conectadas. Tras la última etapa de recuperación del sistema, hay 185 líneas cerradas de las 186 que componen la infraestructura. Como se ha comentado anteriormente, la línea 141 que une los buses 89 y 92 del sistema no se puede cerrar. En este problema se ha considerado que no se consigue restablecer, hasta transcurridas 11 horas, el funcionamiento de la línea 141 que inicialmente provocó el fallo en cascada de la red eléctrica.

IT	NUMERO LINEAS	TOTAL	IT	NUMERO LINEAS	TOTAL
0		71	14	5	138
1	5	76	15	4	142
2	4	80	16	5	147
3	4	84	17	4	151
4	4	88	18	4	155
5	5	93	19	4	159
6	5	98	20	2	161
7	5	103	21	2	163
8	5	108	22	2	165
9	5	113	23	5	170
10	5	118	24	5	175
11	5	123	25	5	180
12	5	128	26	5	185
13	5	133			

TABLA 4. Número de líneas reconectadas por cada iteración frente al número de líneas totales del caso $\alpha=5$.

Para comparar distintas estrategias de recuperación del sistema eléctrico, conviene utilizar una métrica numérica que involucre la demanda recuperada y el tiempo empleado (es decir, el nº de iteraciones). Aquí se propone el cálculo de la energía no suministrada ENS para este fin. Para ello basta con realizar la integral de la curva de recuperación (como la mostrada en la Gráfica 2).

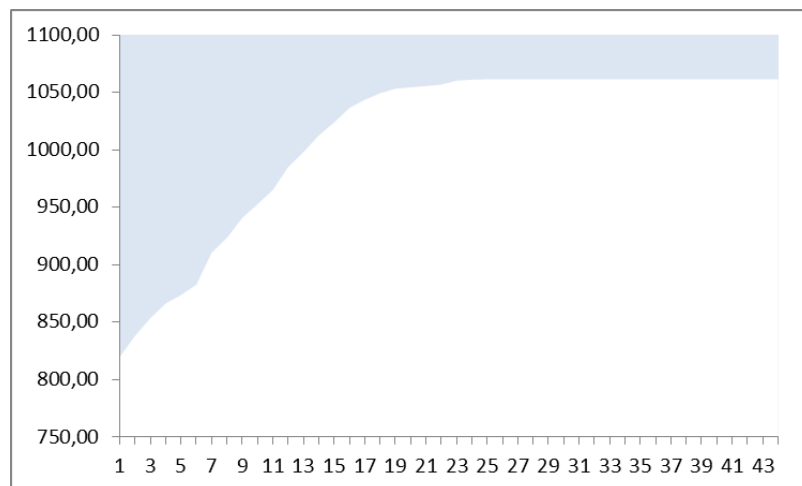
En primer lugar, se obtendrán los valores de potencia correspondientes a cada iteración (en MW en lugar de en p.u) y posteriormente se calculará la energía en MWh asignado un tiempo para ejecución de las maniobras de cada iteración de 15 minutos, es decir, 0.25 horas. Esta información ha sido facilitada por un responsable técnico del centro de control de la red eléctrica de una empresa eléctrica española.

Para el caso de $\alpha=5$, los valores de potencia en cada iteración se han presentado anteriormente en p.u. en la Tabla 3. Para hacer el cambio de p.u a MW se multiplica por 4519 MW, demanda inicial de la red eléctrica bajo estudio. La obtención de la energía no suministrada (ENS) en MWh se realiza multiplicando los MW en cada iteración por 0,25 (horas), tiempo establecido para cada iteración. Los resultados obtenidos se indican en la Tabla 5. En esta tabla aparece un número total de iteraciones de 44 en lugar de las 26 comentadas anteriormente. Esto se debe a que el caso más lento, el de $\alpha=3$, realiza un total de 44 iteraciones y para poder comparar la energía no suministrada en los tres casos estudiados se ha tomado un total de 44 iteraciones.

PARA $\alpha=5$			PARA $\alpha=5$		
IT	MW	MWh	IT	MW	MWh
1	3279,47	819,87	14	4050,57	1012,64
2	3352,20	838,05	15	4095,88	1023,97
3	3414,15	853,54	16	4146,20	1036,55
4	3465,09	866,27	17	4174,64	1043,66
5	3494,65	873,66	18	4197,10	1049,27
6	3530,40	882,60	19	4213,35	1053,34
7	3642,02	910,50	20	4217,67	1054,42
8	3693,81	923,45	21	4222,43	1055,61
9	3763,15	940,79	22	4227,66	1056,91
10	3811,17	952,79	23	4241,29	1060,32
11	3860,72	965,18	24	4244,50	1061,13
12	3940,85	985,21	25	4246,00	1061,50
13	3992,73	998,18	26	4246,00	1061,50

TABLA 5. Potencia y energía recuperada en MW y en MWh en cada iteración del caso $\alpha=5$.

Finalmente, se calcula la ENS como la resta de la energía total suministrada por la red en caso de no fallo durante el intervalo de tiempo máximo definido en el problema (11 horas), que se corresponde con el valor 49.709 MWh, menos el sumatorio de las energías de la Tabla 5, que se corresponde con 44.548 MWh. De esta operación se obtiene que la ENS es de **5.161 MWh**.



GRAFICA 2. Representación energía no suministrada (ENS) del caso $\alpha=5$

La energía no suministrada se corresponde con el área de la Gráfica 2 coloreada en azul, donde los valores en el eje de ordenadas corresponden a la potencia eléctrica en MW demandada o recuperada tras cada iteración. Como se ha comentado anteriormente, se puede observar, que en la Gráfica 2 hay representadas 44 iteraciones y no las 26 correspondientes al caso $\alpha=5$. Esto será de utilidad para poder estudiar los tres casos conjuntos a la vez y sacar las conclusiones correctas.

Por otro lado, se ha realizado un estudio de la potencia demandada y de la potencia generada en cada uno de los 118 buses y para cada una de las iteraciones (26 en este caso). En la Tabla 6 se muestran los resultados en detalle. La información en la tabla puede resultar de utilidad para estudiar la recuperación de la demanda individual en cada uno de los buses de la red eléctrica y la solución óptima de la potencia que producirá cada uno de los generadores como resultado de cada nueva ejecución del problema de optimización.

TABLA 6. Potencia generada y demandada por cada iteración del caso $\alpha=5$.

Por último, se ha realizado el análisis de las líneas del sistema. Gracias a este análisis se han podido determinar las líneas que se cierran en cada iteración hasta llegar al final de la ejecución del programa. En la Tabla 7 se muestran las 118 líneas del problema con las respectivas 26 iteraciones, en las que se muestra el flujo que circula por cada línea y el valor de la variable de decisión β correspondiente a cada línea en la iteración correspondiente. La variable de decisión β toma en cada iteración valor 0 (abierta) o valor 1 (cerrada).

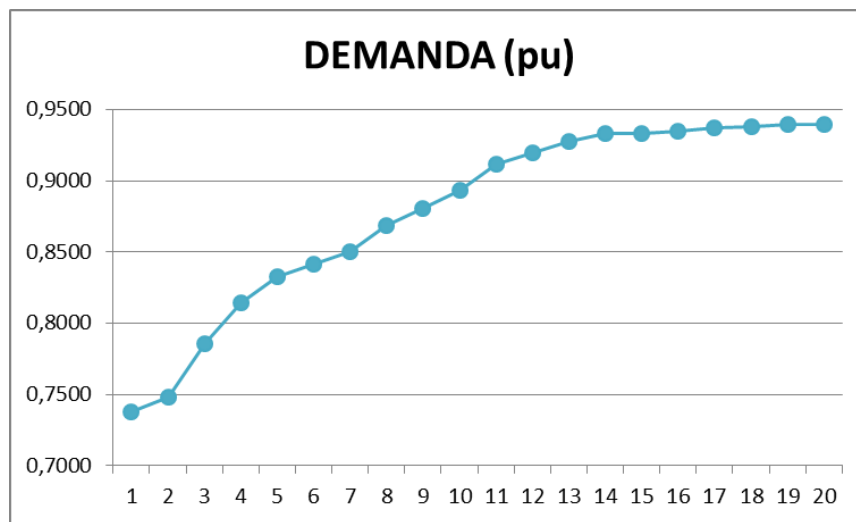
24

		ESTADO 14		ESTADO 15		ESTADO 16		ESTADO 17		ESTADO 18		ESTADO 19		ESTADO 20		ESTADO 21		ESTADO 22		ESTADO 23		ESTADO 24		ESTADO 25		ESTADO 26	
		Flujo	Beta	Flujo	Beta	Flujo	Beta	Flujo	Beta	Flujo	Beta	Flujo	Beta	Flujo	Beta	Flujo	Beta	Flujo	Beta	Flujo	Beta	Flujo	Beta	Flujo	Beta	Flujo	Beta
1	2	0.180	1.000	0.199	1.000	0.198	1.000	0.198	1.000	0.198	1.000	0.198	1.000	0.198	1.000	0.198	1.000	0.201	1.000	0.201	1.000	0.201	1.000	0.207	1.000	0.196	1.000
2	3	0.310	1.000	0.291	1.000	0.293	1.000	0.293	1.000	0.293	1.000	0.293	1.000	0.293	1.000	0.293	1.000	0.289	1.000	0.289	1.000	0.289	1.000	0.289	1.000	0.289	1.000
3	4	0.626	1.000	0.694	1.000	0.692	1.000	0.692	1.000	0.692	1.000	0.692	1.000	0.692	1.000	0.692	1.000	0.702	1.000	0.702	1.000	0.702	1.000	0.723	1.000	0.681	1.000
4	5	0.103	1.000	0.145	1.000	0.144	1.000	0.144	1.000	0.144	1.000	0.144	1.000	0.144	1.000	0.144	1.000	0.150	1.000	0.150	1.000	0.150	1.000	0.163	1.000	0.138	1.000
5	6	0.033	1.000	0.094	1.000	0.094	1.000	0.094	1.000	0.094	1.000	0.094	1.000	0.094	1.000	0.094	1.000	0.098	1.000	0.098	1.000	0.098	1.000	0.102	1.000	0.094	1.000
6	7	0.074	1.000	0.154	1.000	0.148	1.000	0.148	1.000	0.148	1.000	0.148	1.000	0.148	1.000	0.148	1.000	0.159	1.000	0.159	1.000	0.159	1.000	0.183	1.000	0.137	1.000
7	8	0.916	1.000	0.175	1.000	0.170	1.000	0.173	1.000	0.173	1.000	0.173	1.000	0.173	1.000	0.173	1.000	0.189	1.000	0.189	1.000	0.189	1.000	0.200	1.000	0.184	1.000
8	9	1.860	1.000	0.175	1.000	0.170	1.000	0.173	1.000	0.173	1.000	0.173	1.000	0.173	1.000	0.173	1.000	0.189	1.000	0.189	1.000	0.189	1.000	0.200	1.000	0.184	1.000
9	10	0.916	1.000	0.175	1.000	0.170	1.000	0.173	1.000	0.173	1.000	0.173	1.000	0.173	1.000	0.173	1.000	0.189	1.000	0.189	1.000	0.189	1.000	0.200	1.000	0.184	1.000
10	11	0.236	1.000	0.304	1.000	0.302	1.000	0.303	1.000	0.302	1.000	0.302	1.000	0.302	1.000	0.302	1.000	0.312	1.000	0.312	1.000	0.312	1.000	0.333	1.000	0.291	1.000
11	12	0.312	1.000	0.387	1.000	0.386	1.000	0.387	1.000	0.387	1.000	0.387	1.000	0.387	1.000	0.387	1.000	0.397	1.000	0.397	1.000	0.397	1.000	0.417	1.000	0.374	1.000
12	13	0.329	1.000	0.474	1.000	0.471	1.000	0.477	1.000	0.477	1.000	0.477	1.000	0.477	1.000	0.477	1.000	0.517	1.000	0.517	1.000	0.517	1.000	0.557	1.000	0.492	1.000
13	14	0.020	1.000	0.001	1.000	0.002	1.000	0.002	1.000	0.002	1.000	0.002	1.000	0.002	1.000	0.002	1.000	0.001	1.000	0.001	1.000	0.001	1.000	0.007	1.000	0.007	1.000
14	15	0.073	1.000	0.046	1.000	0.046	1.000	0.046	1.000	0.046	1.000	0.046	1.000	0.046	1.000	0.046	1.000	0.049	1.000	0.049	1.000	0.049	1.000	0.054	1.000	0.049	1.000
15	16	0.116	1.000	0.040	1.000	0.042	1.000	0.041	1.000	0.042	1.000	0.042	1.000	0.042	1.000	0.042	1.000	0.031	1.000	0.031	1.000	0.031	1.000	0.007	1.000	0.007	1.000
16	17	0.177	1.000	0.165	1.000	0.165	1.000	0.165	1.000	0.165	1.000	0.165	1.000	0.165	1.000	0.165	1.000	0.165	1.000	0.165	1.000	0.165	1.000	0.166	1.000	0.166	1.000
17	18	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
18	19	0.163	1.000	0.175	1.000	0.175	1.000	0.175	1.000	0.175	1.000	0.175	1.000	0.175	1.000	0.175	1.000	0.174	1.000	0.174	1.000	0.174	1.000	0.180	1.000	0.180	1.000
19	20	0.105	1.000	0.140	1.000	0.140	1.000	0.140	1.000	0.140	1.000	0.140	1.000	0.140	1.000	0.140	1.000	0.140	1.000	0.140	1.000	0.140	1.000	0.150	1.000	0.150	1.000
20	21	0.058	1.000	0.023	1.000	0.023	1.000	0.023	1.000	0.023	1.000	0.023	1.000	0.023	1.000	0.023	1.000	0.023	1.000	0.023	1.000	0.023	1.000	0.005	1.000	0.005	1.000
21	22	0.213	1.000	0.269	1.000	0.266	1.000	0.268	1.000	0.268	1.000	0.268	1.000	0.268	1.000	0.268	1.000	0.289	1.000	0.289	1.000	0.289	1.000	0.302	1.000	0.302	1.000
22	23	0.192	1.000	0.227	1.000	0.227	1.000	0.227	1.000	0.227	1.000	0.227	1.000	0.227	1.000	0.227	1.000	0.231	1.000	0.231	1.000	0.231	1.000	0.245	1.000	0.245	1.000
23	24	0.093	1.000	0.098	1.000	0.096	1.000	0.097	1.000	0.096	1.000	0.096	1.000	0.096	1.000	0.096	1.000	0.107	1.000	0.107	1.000	0.107	1.000	0.111	1.000	0.112	1.000
24	25	0.093	1.000	0.098	1.000	0.096	1.000	0.097	1.000	0.096	1.000	0.096	1.000	0.096	1.000	0.096	1.000	0.107	1.000	0.107	1.000	0.107	1.000	0.111	1.000	0.112	1.000
25	26	0.134	1.000	0.101	1.000	0.102	1.000	0.103	1.000	0.103	1.000	0.103	1.000	0.103	1.000	0.103	1.000	0.109	1.000	0.109	1.000	0.109	1.000	0.113	1.000	0.113	1.000
26	27	0.000	0.000	0.051	1.000	0.051	1.000	0.051	1.000	0.051	1.000	0.051	1.000	0.051	1.000	0.051	1.000	0.049	1.000	0.049	1.000	0.049	1.000	0.053	1.000	0.053	1.000
27	28	0.000	0.000	0.079	1.000	0.078	1.000	0.079	1.000	0.078	1.000	0.078	1.000	0.078	1.000	0.078	1.000	0.088	1.000	0.088	1.000	0.088	1.000	0.088	1.000	0.088	1.000
28	29	0.140	1.000	0.219	1.000	0.216	1.000	0.219	1.000	0.219	1.000	0.219	1.000	0.219	1.000	0.219	1.000	0.225	1.000	0.225	1.000	0.225	1.000	0.238	1.000	0.238	1.000
29	30	0.240	1.000	0.319	1.000	0.318	1.000	0.319	1.000	0.318	1.000	0.318	1.000	0.318	1.000	0.318	1.000	0.328	1.000	0.328	1.000	0.328	1.000	0.341	1.000	0.341	1.000
30	31	0.155	1.000	0.101	1.000	0.093	1.000	0.097	1.000	0.087	1.000	0.088	1.000	0.087	1.000	0.088	1.000	0.103	1.000	0.103	1.000	0.103	1.000	0.020	1.000	0.020	1.000
31	32	0.091	1.000	0.016	1.000	0.018	1.000	0.018	1.000	0.018	1.000	0.018	1.000	0.018	1.000	0.018	1.000	0.023	1.000	0.023	1.000	0.023	1.000	0.025	1.000	0.025	1.000
32	33	0.518	1.000	0.508	1.000	0.530	1.000	0.518	1.000	0.518	1.000	0.518	1.000	0.518	1.000	0.518	1.000	0.426	1.000	0.426	1.000	0.426	1.000	0.325	1.000	0.325	1.000
33	34	0.227	1.000	0.497	1.000	0.499	1.000	0.498	1.000	0.498	1.000	0.498	1.000	0.498	1.000	0.498	1.000	0.536	1.000	0.536	1.000	0.536	1.000	0.566	1.000	0.566	1.000
34	35	0.177	1.000	0.324	1.000	0.324	1.000	0.324	1.000	0.324	1.000	0.324	1.000	0.324	1.000	0.324	1.000	0.338	1.000	0.338	1.000	0.338	1.000	0.358	1.000	0.358	1.000
35	36	0.007	1.000	0.154	1.000	0.154	1.000	0.154	1.000	0.154	1.000	0.154	1.000	0.154	1.000	0.154	1.000	0.168	1.000	0.168	1.000	0.168	1.000	0.169	1.000	0.169	1.000
36	37	0.560	1.000	0.713	1.000	0.708	1.000	0.711	1.000	0.704	1.000	0.706	1.000	0.704	1.000	0.704	1.000	0.739	1.000	0.739	1.000	0.739	1.000	0.770	1.000	0.770	1.000
37	38	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
38	39	0.560	1.000	0.713	1.000	0.708	1.000	0.711	1.000	0.704	1.000	0.706	1.000	0.704	1.000	0.704	1.000	0.881	1.000	0.881	1.000	0.881	1.000	0.932	1.000	0.932	1.000
39	40	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
40	41	0.086	1.000	0.086	1.000	0.086	1.000	0.086	1.000	0.086	1.000	0.086	1.000	0.086	1.000	0.086	1.000	0.072	1.000	0.072	1.000	0.072	1.000	0.071	1.000	0.071	1.000
41	42	0.136	1.000	0.130	1.000	0.132	1.000	0.130	1.000	0.135	1.000	0.135	1.000	0.135	1.000	0.135	1.000	0.146	1.000	0.146	1.000	0.146	1.000	0.161	1.000	0.161	1.000
42	43	0.313	1.000	0.339	1.000	0.339	1.000	0.339	1.000	0.339	1.000	0.339	1.000	0.339	1.000	0.339	1.000	0.350	1.000	0.350	1.000	0.350	1.000	0.369	1.000	0.369	1.000
43	44	0.025	1.000	0.086	1.000	0.086																					

4.2. Caso $\alpha=7$

Para este caso de estudio se va a permitir la reconexión de hasta 7 líneas. Al permitirse la reconexión de un número más elevado de enlaces, el problema de optimización necesita solo 20 iteraciones para alcanzar la demanda máxima posible (que en todos los casos de estudio es de 0,9396, valor en p.u., ya que no se puede recuperar el sistema al completo por el tiempo necesario para la reparación de la línea inicialmente afectada por un fallo).

En la Gráfica 3 se muestran los resultados de las distintas iteraciones. Se puede observar que la recuperación del sistema se produce mucho más rápidamente que en el caso $\alpha=5$.



GRAFICA 3. Recuperación energética por unidad de tiempo del caso $\alpha=7$.

Por otra parte, al igual que para el caso de $\alpha=5$, aunque el modelo matemático permite la reconexión de 7 líneas en cada iteración, no en todas las iteraciones se reconectan el máximo número de líneas. En la Tabla 8 se indica el número de líneas que se han reconectado en cada iteración y el total de líneas reconectadas.

IT	NUMERO LINEAS RECONECTADAS	TOTAL	IT	NUMERO LINEAS RECONECTADAS	TOTAL
0		71	11	5	140
1	7	78	12	7	147
2	7	85	13	7	154
3	7	92	14	6	160
4	7	99	15	3	163
5	6	105	16	3	166
6	5	110	17	6	172
7	6	116	18	5	177
8	7	123	19	7	184
9	5	128	20	1	185
10	7	135			

TABLA 8. Número de líneas reconectadas por cada iteración frente al número de líneas totales del caso $\alpha=7$.

Como se puede observar, tan solo en 9 iteraciones hacen falta reconectar las 7 líneas y en el resto, con un menor número de líneas se alcanza el resultado óptimo. La información más específica de las líneas que se han reconectado en cada iteración se muestra en los Anexos IV de este documento.

Es importante mencionar aquí el gran salto de recuperación de demanda que se produce al pasar de la iteración 2 a la 3 donde el sistema recupera 0,0375 p.u., lo que representa casi un 20 % de la recuperación total del mismo. Esto, al igual que ocurría para el caso de $\alpha=5$, se debe a las líneas que se reconectan en la tercera iteración. En la Tabla 9 se observan cuáles son las líneas reconectadas en dicha iteración.

IT	DEMANDA(pu)	LINEAS A RECONECTAR	
3	0,7827	77	80
		77	80
		79	80
		80	96
		80	97
		80	98
		96	97

TABLA 9. Líneas reconectadas iteración 3 del caso $\alpha=7$.

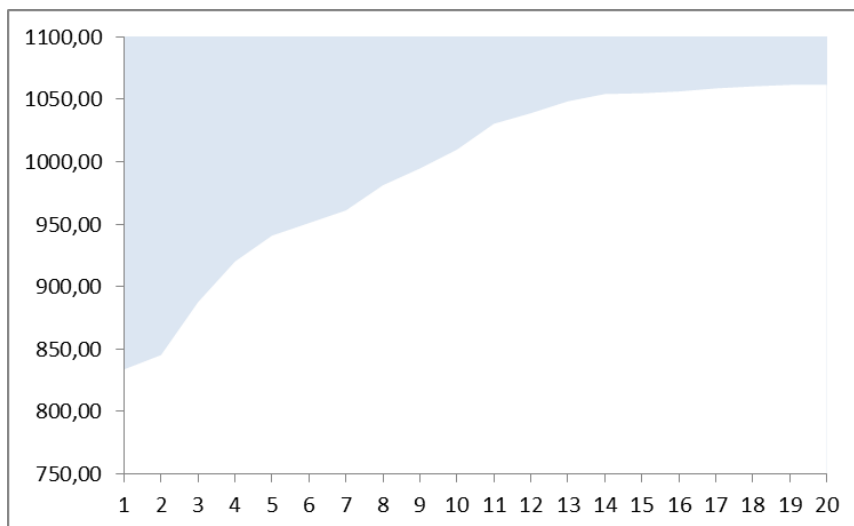
Se observa que seis líneas reconectadas en dicha iteración salen del bus 80. Este bus es uno de los más importantes de la red eléctrica ya que es donde se encuentra el segundo generador que más potencia es capaz de suministrar al sistema. Por esta razón, al permitir la reconexión de un número tan elevado de líneas que parten de este bus, la recuperación energética que se producirá en esta iteración será muy elevada.

Por otro lado, al igual que para el caso de $\alpha=5$, es preciso calcular la energía no suministrada (ENS). Siguiendo el mismo procedimiento que anteriormente, se pueden observar en la Tabla 10 la potencia recuperada en MW y la ENS en MWh para cada iteración.

IT	PARA $\alpha=7$		IT	PARA $\alpha=7$	
	MW	MWh		MW	MWh
1	3335,14	833,79	11	4121,55	1030,39
2	3381,12	845,28	12	4155,38	1038,85
3	3550,40	887,60	13	4193,29	1048,32
4	3680,58	920,15	14	4216,55	1054,14
5	3763,56	940,89	15	4219,18	1054,79
6	3803,71	950,93	16	4224,85	1056,21
7	3844,29	961,07	17	4234,83	1058,71
8	3924,67	981,17	18	4241,06	1060,26
9	3978,57	994,64	19	4246,00	1061,50
10	4038,69	1009,67	20	4246,00	1061,50

TABLA 10. Potencia recuperada en MW y ENS en MWh por cada iteración del caso $\alpha=7$.

Para este caso, se obtiene una energía no suministrada de **4.383,14** MWh, la menor de los 3 casos estudiados, como era de esperar por ser la estrategia más rápida. A continuación, para interpretar los resultados más visualmente, en la Gráfica 4 se puede observar el área de la curva que corresponde a la ENS.



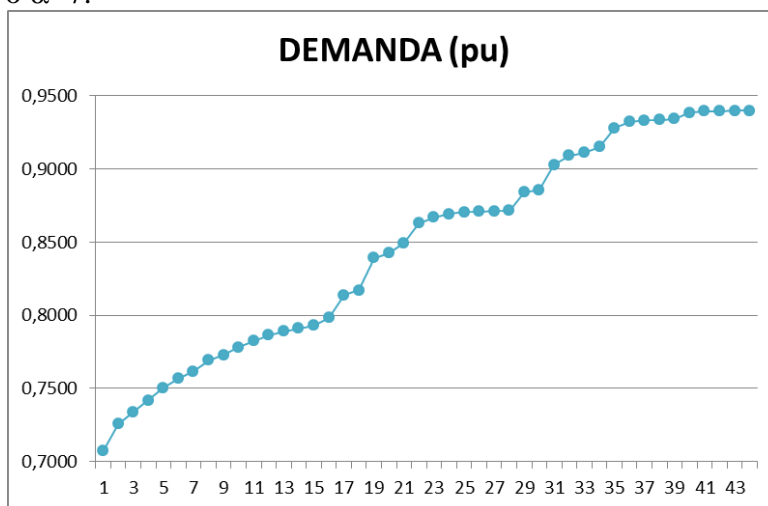
GRAFICA 4. Representación energía no suministrada (ENS) del caso $\alpha=7$

Por último, las tablas de potencia generada y demandada en cada bus y la de los flujos y los valores de β se exponen en los Anexos IV de este documento.

4.3. Caso $\alpha=3$

Por último, se estudiará el caso de permitir la reconexión de tres líneas, es decir, $\alpha=3$. Este sistema se trata del más lento de todos los estudiados debido al bajo número de reconexiones permitidas por iteración. En este caso, el problema de optimización necesita 44 iteraciones para alcanzar la demanda máxima posible (que en todos los casos de estudio es de 0,9396, valor en p.u.).

En la Gráfica 5 se muestran los resultados de las distintas iteraciones. En este caso, como se ha comentado anteriormente el sistema recupera mucho más lento que en los casos de $\alpha=5$ o $\alpha=7$.



GRAFICA 5. Recuperación energética por unidad de tiempo del caso $\alpha=3$.

Gracias a esta Gráfica 5 se puede observar que el sistema, permitiendo la reconexión de 3 líneas, va recuperando la demanda de manera “estable” aunque presenta dos “picos” importantes. En primer lugar, al pasar de la iteración 18 a la 19, y en segundo lugar, al pasar de la iteración 30 a la 31. De nuevo, la explicación se encuentra en las líneas que

se han reconectado en ambos casos. Dicha explicación se encuentra en el Anexo IV de este documento.

Siguiendo el mismo esquema que para los casos anteriores, aunque el modelo matemático permite la reconexión de 3 líneas, no se reconectan el máximo número de líneas en todas las iteraciones. En la Tabla 11 se puede observar el número de líneas reconectadas en cada iteración frente al número total de líneas reconectadas en el sistema.

IT	NUMERO LINEAS RECONECTADAS	NÚMERO TOTAL	IT	NUMERO LINEAS RECONECTADAS	NÚMERO TOTAL	IT	NUMERO LINEAS RECONECTADAS	NÚMERO TOTAL
0		71	15	3	112	30	3	149
1	3	74	16	2	114	31	3	152
2	2	76	17	3	117	32	3	155
3	2	78	18	3	120	33	1	156
4	2	80	19	3	123	34	3	159
5	3	83	20	3	126	35	3	162
6	3	86	21	3	129	36	2	164
7	3	89	22	3	132	37	3	167
8	2	91	23	3	135	38	3	170
9	3	94	24	3	138	39	2	172
10	3	97	25	2	140	40	2	174
11	3	100	26	1	141	41	2	176
12	3	103	27	1	142	42	3	179
13	3	106	28	2	144	43	3	182
14	3	109	29	2	146	44	3	185

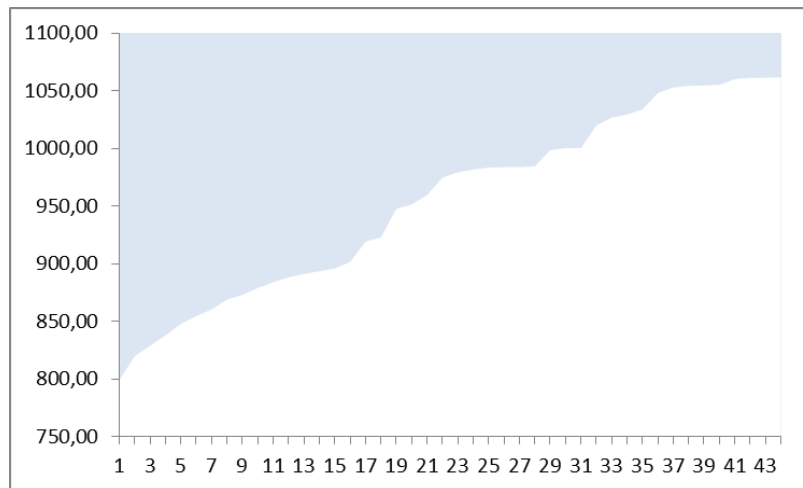
TABLA 11. Número de líneas reconectadas por cada iteración frente al número de líneas totales del caso $\alpha=3$.

Por otro lado, es preciso calcular la energía no suministrada (ENS). Siguiendo el mismo procedimiento que anteriormente se puede observar en la Tabla 12 la potencia recuperada en MW y la energía en MWh por cada iteración.

PARA $\alpha=3$			PARA $\alpha=3$			PARA $\alpha=3$		
IT	MW	MWh	IT	MW	MWh	IT	MW	MWh
1	3196,76	799,19	16	3606,81	901,70	31	4001,38	1000,35
2	3279,47	819,87	17	3676,86	919,21	32	4079,81	1019,95
3	3315,98	828,99	18	3691,35	922,84	33	4107,61	1026,90
4	3352,20	838,05	19	3791,14	947,78	34	4117,41	1029,35
5	3391,47	847,87	20	3806,06	951,51	35	4135,42	1033,86
6	3418,95	854,74	21	3838,74	959,69	36	4192,64	1048,16
7	3441,70	860,43	22	3899,07	974,77	37	4211,77	1052,94
8	3476,35	869,09	23	3917,33	979,33	38	4217,35	1054,34
9	3491,95	872,99	24	3927,13	981,78	39	4218,49	1054,62
10	3516,34	879,09	25	3933,61	983,40	40	4220,75	1055,19
11	3535,53	883,88	26	3935,31	983,83	41	4240,73	1060,18
12	3553,52	888,38	27	3935,91	983,98	42	4244,55	1061,14
13	3564,91	891,23	28	3937,95	984,49	43	4245,60	1061,40
14	3574,43	893,61	29	3994,57	998,64	44	4246,00	1061,50
15	3583,85	895,96	30	4001,38	1000,35			

TABLA 12. Potencia recuperada en MW y en MWh por cada iteración del caso $\alpha=3$.

Para este caso, se obtiene una energía no suministrada de **7692,46 MWh**, la mayor de los 3 casos estudiados, como era de esperar por ser la estrategia más lenta. A continuación, para interpretar los resultados más visualmente, en la Gráfica 6 se puede observar el área de la curva que corresponde a la ENS.



GRAFICA 6. Representación energía no suministrada (ENS) del caso $\alpha=3$

Por último, las tablas de potencia generada y demandada en cada bus y la de los flujos y los valores de β se exponen en los Anexos V de este documento.

4.4. Conclusiones variando el número de reconexiones permitidas

De acuerdo a estos tres casos estudiados se puede observar varios aspectos importantes.

En primer lugar, es importante destacar que, como era de esperar, cuantas menos reconexiones se permita al sistema, más lenta será la recuperación, y por ende, más tiempo tardará en alcanzar de nuevo la demanda máxima. Esto es un grave problema para el país o región donde se produzca el apagón, dado que un mayor número de usuarios tendrá que sufrir durante más horas la interrupción del suministro eléctrico y el correspondiente coste económico asociado.

Se puede observar que, de los tres casos estudiados, el de $\alpha=3$ necesita un total de 44 iteraciones, lo que supone un tiempo total de 11 horas. En cambio, si al sistema se le permite reconectar un total de 5 líneas el tiempo se reduce muy considerablemente, pasando de 44 iteraciones a un total de 26, lo que se traduce en un tiempo de 6 horas y media. Como se puede observar, la mejora entre el caso de $\alpha=3$ y el caso de $\alpha=5$ es muy notable (se ahorra 4 horas y media). En cambio, para el caso de $\alpha=7$, el sistema en un total de 20 iteraciones (es decir, 5 horas) consigue llegar a la demanda máxima. Como se puede comprobar, la mejora entre el caso $\alpha=5$ y el caso $\alpha=7$ es mucho menos notable (apenas hora y media) que entre los casos $\alpha=3$ y $\alpha=5$. Esto permite concluir que, aunque el sistema permitiendo la reconexión de 7 líneas es el más rápido de todos, la dificultad que conlleva realizar un número tan elevado de maniobras de alta tensión en un tiempo de 15 minutos lleva a establecer como solución más razonable la reconexión de cinco líneas.

A continuación, en la Gráfica 7 se puede observar una comparativa de los tres casos estudiados. La línea verde hace referencia a la reconexión de 7 líneas, la línea roja a la reconexión de 3 líneas y la azul a la reconexión de 5 líneas.

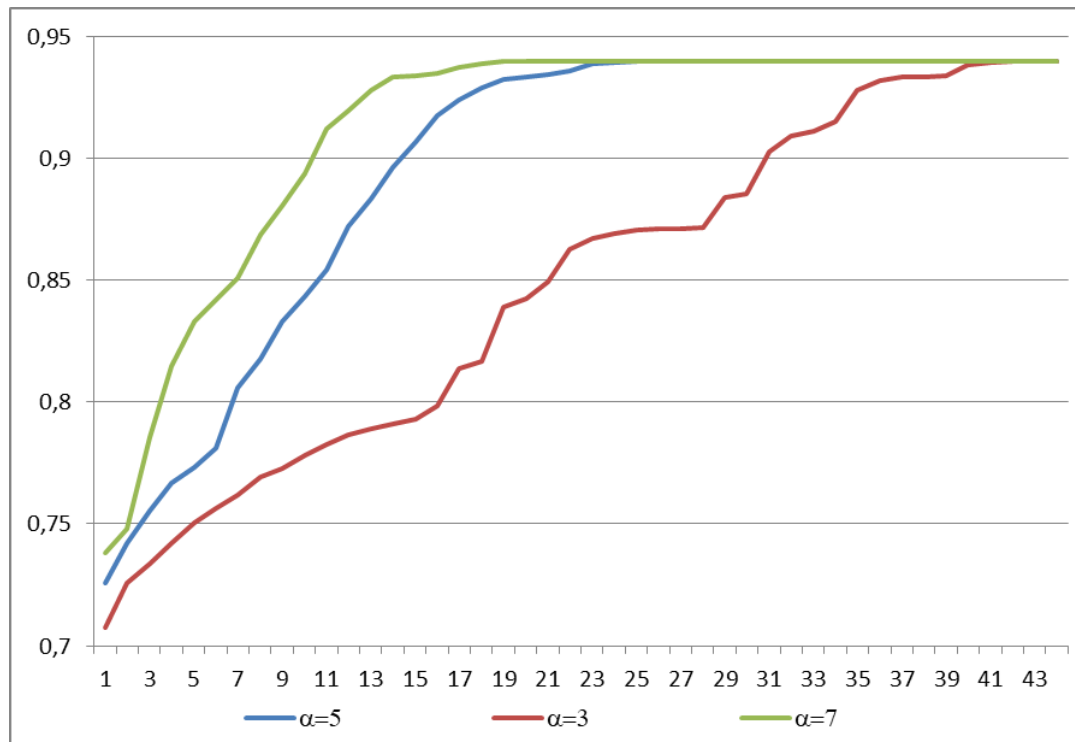


GRÁFICO 7. Comparativa de los 3 casos de estudio

A continuación, a modo resumen, se pueden observar en la Tabla 13 los resultados del cálculo de la energía no suministrada (ENS) para los tres casos estudiados. Este término informa sobre la energía que no ha sido entregada al sistema eléctrico debido a las interrupciones del servicio. Como se puede observar en la Tabla 13, es en el caso $\alpha=3$ donde se alcanza una mayor energía no suministrada, y en el caso de $\alpha=7$ donde se obtendría una menor ENS. Si solo se tomase la ENS como criterio de elección entre los tres casos estudiados, se escogería como mejor estrategia la reconexión de siete líneas en cada intervalo de maniobras, mientras que la peor sería la que permite reconectar 3 líneas.

Ahora bien, al igual que se ha comentado anteriormente, la realización de un número tan elevado de maniobras de alta tensión en un tiempo de 15 minutos presenta algunos riesgos y dificultades. Estudiando los tres casos se puede observar que el salto de reconectar 3 líneas a reconectar 5 supone una variación en la ENS de 2.531 MW. En cambio, el salto de reconectar 5 líneas a reconectar 7 supone solo una variación de 777 MW. Es decir, al igual que pasaba anteriormente, la mejora entre los casos de $\alpha=3$ y $\alpha=5$ es muy notable pero la mejora entre los casos de $\alpha=5$ y $\alpha=7$ no lo es tanto.

Esto permite concluir que, aunque reconectando siete líneas el sistema consigue suministrar más energía, la mejora es poco notable, y además existe un mayor riesgo debido a la dificultad de realizar un gran número de maniobras de alta tensión en un intervalo de 15 minutos. Por ello, la solución de reconectar solo cinco líneas parece la más razonable.

	ENS (MW)
CASO $\alpha=3$	7.692
CASO $\alpha=5$	5.161
CASO $\alpha=7$	4.383

TABLA 13. Resumen ENS de los tres casos de estudio

4.5. Caso generación térmica

A continuación, una vez estudiados tres casos distintos variando únicamente el número de líneas máximas permitidas para la reconexión, se establece para un $\alpha = 5$ y $\alpha = 7$ la posibilidad de modificar los valores de rampa de los generadores de la red eléctrica que inyectan potencia al sistema.

En el primer escenario no se modifica el tipo de generador, es decir, siguen siendo generadores térmicos de gas y carbón. Los valores de rampa para estos generadores se establecen en 20 MW/min en el caso del Gas y de 4 MW/min en el caso del carbón. Como se ha comentado anteriormente, el tiempo entre iteraciones es de 15 minutos y por lo tanto el valor rampa total para ambos tipos de generadores es de 300 MW y 60 MW respectivamente.

Para este primer caso de estudio se establece que el 50 % de los generadores han de ser de Carbón y el otro 50 % serán de Gas. De acuerdo con esto, en la Tabla 14 puede observarse en cada bus el tipo de generador y la potencia máxima permitida.

BUS	PGENERADA	PMAXIMA	TIPO GENERADOR
10	450	550	GAS
12	85	185	CARBÓN
25	220	320	GAS
26	314	414	GAS
31	7	107	GAS
46	19	119	GAS
49	204	304	GAS
54	48	148	GAS
59	155	255	GAS
61	160	260	GAS
65	391	491	CARBÓN
66	392	492	GAS
69	516,4	560	CARBÓN
80	477	577	CARBÓN
87	4	104	CARBÓN
89	607	707	CARBÓN
100	252	352	CARBÓN
103	40	140	GAS
111	36	136	CARBÓN
	4377,4	6221	

TABLA 14. Tipos de generadores en cada bus

A continuación, para llevar a cabo este caso de estudio se ha tenido que realizar una modificación en el código de Matlab. En primer lugar, se han establecido los valores de rampa expuestos anteriormente para cada bus en función del tipo de generador que hay en cada caso y, en segundo lugar, se ha tenido que modificar la ecuación 5 incluyendo los valores de la rampa de la siguiente manera:

$$P_{g_{i-1}} - rampa \leq P_{g_i} \leq P_{g_{i-1}} + rampa \quad (14)$$

$$\forall g \in G$$

Dónde:

- P_{g_i} representa la salida de potencia activa del generador G (medido en MW) conectada al bus n en la iteración i.
- $rampa$ representa el valor fijo establecido en función del tipo de generador.
- $P_{g_{i-1}}$ representa la salida de potencia activa del generador G (medido en MW) conectada al bus n en la iteración anterior (i-1).

Como se puede observar, a diferencia de la ecuación 5 donde la potencia activa generada por el G estaba restringida por dos valores, la máxima y la mínima que permitía el generador y que era siempre constante, en este caso se va a ir variando en cada iteración en función del valor rampa establecido.

A continuación, se expone la parte del código en Matlab que ha sido necesaria para modelar esta nueva restricción:

```
% Construir límites mínimos y máximos
if iteracion == 1
    generadores_limite_maximo = mpc.gen(:,9) / mpc.baseMVA ;
    generadores_limite_minimo = mpc.gen(:,10) / mpc.baseMVA ;
end

    if iteracion > 1

        GEN = x(373:426,1);
        generadores_limite_maximo = zeros (ng,1);
        generadores_limite_minimo = zeros (ng,1);

        for i = 1: ng

            generadores_limite_maximo (i,1) = GEN (i,1) +
            mpc.gen(i,11)/mpc.baseMVA ;

            if generadores_limite_maximo (i,1) >=
            mpc.gen(i,9)/mpc.baseMVA;
                generadores_limite_maximo (i,1) =
            mpc.gen(i,9)/mpc.baseMVA;
            end

            generadores_limite_minimo (i,1) = GEN (i,1) -
            mpc.gen(i,11)/mpc.baseMVA ;

            if generadores_limite_minimo (i,1) <= 0
                generadores_limite_minimo (i,1) = 0;
            end

        end
    end
end
```

Como se puede observar en el código, se han establecido dos restricciones adicionales a la hora de introducir la condición de rampa en el programa. En primer lugar, en el caso de generación máxima se ha establecido que, si el valor obtenido de sumar la potencia generada en la iteración i más el valor de la rampa es superior a la potencia máxima establecida (que es dato del problema a resolver), entonces el valor de generación máxima será el que impone el problema como dato inicial. Algo parecido ocurre con la generación límite, donde en caso de que la resta de la potencia generada menos el valor de la rampa sea negativa, se fija el valor de generación límite en cero.

A continuación, se van a mostrar los resultados obtenidos para este nuevo escenario en el caso de permitir la reconexión de 5 líneas o la de 7 líneas.

- *Generación térmica con $\alpha=5$:*

Para este caso de estudio, en primer lugar, se ha determinado la demanda eléctrica que se recupera en cada iteración. Al igual que para el primer caso sin rampas, el sistema realizará 26 iteraciones recuperando la misma demanda final de 0,9396 en p.u. Esto al principio parece chocante puesto que, introduciendo la restricción de rampa se limita la potencia máxima y mínima que pueden generar los generadores de la red haciendo que el sistema recupere energía más lentamente. Esto hace pensar, en primera instancia, que serán necesarias un mayor número de iteraciones para llegar a esa demanda máxima establecida. La razón por la que esto no ocurre es por el valor que se impone a las rampas de los generadores.

En el primer caso, en los generadores de tipo Gas, el valor de la rampa se corresponde con 300 MW, lo que se traduce a 3 p.u. En el sistema estudiado en ningún momento se produce un salto de una iteración a otra de más de 3 p.u. lo que hace ver que la condición de rampa impuesta no modificará la velocidad del sistema.

En cambio, en el caso de generadores de tipo Carbón, donde el valor de la rampa es más pequeño (60 MW, es decir 0,6 p.u), sí que se dan casos donde el sistema recupera más de ese valor al pasar de una iteración a la siguiente. Por ejemplo, en la Tabla 15 se puede observar como al pasar de la iteración 14 a la 15, en el caso del bus 25 se produce un aumento de potencia generada que pasa de 0 a 1,624 p.u. Es importante mencionar que en todo el sistema de estudio este es el único momento donde se genera más de 0,6 p.u. y precisamente este generador se ha supuesto que es de Gas, con una rampa de 300 MW y que por lo tanto no originaría problema alguno en este sistema.

A continuación, en la Tabla 15 se puede observar la demanda recuperada en cada iteración con la restricción de rampas comparándola con la demanda recuperada en cada iteración en el caso de sin rampas.

IT	DEMANDA TÉRMICA CON RAMPA	DEMANDA TÉRMICA SIN RAMPA
1	0,7257	0,7257
2	0,7418	0,7418
3	0,7529	0,7555
4	0,7665	0,7668
5	0,7730	0,7733
6	0,7799	0,7812
7	0,7994	0,8059
8	0,8135	0,8174
9	0,8225	0,8327
10	0,8331	0,8434
11	0,8446	0,8543
12	0,8495	0,8721
13	0,8584	0,8835
14	0,8659	0,8963
15	0,8715	0,9064
16	0,8968	0,9175
17	0,9134	0,9238
18	0,9239	0,9288
19	0,9293	0,9324
20	0,9324	0,9333
21	0,9337	0,9344
22	0,9343	0,9355
23	0,9359	0,9385
24	0,9389	0,9393
25	0,9395	0,9396
26	0,9396	0,9396

TABLA 15. Recuperación energética por iteración para los casos de $\alpha=5$

Gracias a esta Tabla 15 se puede observar que el sistema, al principio de la ejecución, va recuperando la demanda algo más lentamente que en el caso de sin rampas. Esto es debido a que las líneas que se van reconectado no son las mismas en ambos casos. En la primera y en la segunda iteración, las líneas que se reconectan sí que son las mismas

haciendo que la demanda en p.u. de ambos casos sean iguales. En cambio, a partir de la tercera iteración esto ya no ocurre. A continuación, en la Tabla 16 se exponen las líneas que se reconectan en cada iteración para el caso de generación térmica.

IT	DEMANDA (pu)	LINEAS RECONECTAR	
1	0,7257	13 15	46 47
			46 48
			56 57
2	0,7418	60 62	85 88
			88 89
			80 98
			98 100
3	0,7529	15 17	29 31
			34 43
			45 49
			62 67
4	0,7665	14 15	68 69
			68 81
			81 80
5	0,7730	16 17	47 69
			49 69
			17 113
6	0,7799	11 13	61 62
			62 66
			65 68
7	0,7994	12 16	38 37
			37 40
			30 38
			39 40
8	0,8135	18 19	19 20
			21 22
			19 34
			33 37
9	0,8225	34 37	63 59
			63 64
			38 65
			64 65

IT	DEMANDA (pu)	LINEAS RECONECTAR	
10	0,8331	20 21	40 42
			41 42
			44 45
11	0,8446	15 19	42 49
			42 49
12	0,8495	17 31	53 54
			56 58
			51 58
13	0,8584	43 44	51 52
			49 54
			49 54
14	0,8659	15 33	47 49
			100 101
			101 102
15	0,8715	40 41	48 49
			77 78
			78 79
			79 80
16	0,8968	77 80	77 80
			80 96
			80 97
			96 97
17	0,9134	77 82	85 89
			82 96
			80 99
18	0,9239	69 70	70 74
			70 75
			69 75
			69 77

IT	DEMANDA (pu)	LINEAS RECONECTAR	
19	0,9293	75 77	92 94
			75 118
			76 118
20	0,9324	89 90	91 92
21	0,9337	35 36	114 115
			82 83
			83 84
			84 85
22	0,9343	52 53	89 90
			90 91
			92 100
			94 100
23	0,9359	54 55	54 56
			54 59
			64 61
			94 96
24	0,9389	55 56	55 59
			83 85
			93 94
			95 96
25	0,9395	23 24	24 70
			24 72
			12 14
			8 30
26	0,9396	56 59	56 59
			65 66
			89 92

TABLA 16. Representación de la demanda recuperada y de las líneas reconectadas por cada iteración realizada para el caso de $\alpha=5$ con generación térmica.

En la Tabla 16 se puede observar que las líneas reconectadas en la tercera iteración son 34-43, 45-49, 62-67, mientras que en el caso de sin rampa se reconectaban las líneas 62-67, 68-69, 68-81, 81-80. Esta diferencia de reconexión se debe a cómo han sido asignados los generadores. En la Tabla 14 puede observarse que al generador del bus 67 se le ha asignado un generador de tipo carbón con una rampa de 60 MW (0,6 p.u.), es decir, muy baja, lo que acortaría mucho el rango de potencia máxima y mínima de este generador. Lo mismo ocurre con el bus 80. Por ello, en el caso de generación térmica el programa de optimización decide reconectar la línea 45-49, donde el generador es de tipo gas con una rampa de 300 MW, un valor mayor que permitirá recuperar una demanda mayor.

Esto ocurre en todas las iteraciones y es la razón por la cual el sistema no reconecta las mismas líneas que en el caso sin rampas.

En los Anexos VI se pueden encontrar todas las tablas anteriormente expuestas y además se incluye también una tabla resumen donde se muestra la potencia generada y demandada en cada iteración.

- *Generación térmica con $\alpha=7$:*

A continuación, se realiza el mismo procedimiento para el caso de $\alpha=7$. En la Tabla 17 se puede observar la demanda recuperada en cada iteración con la restricción de rampas comparándola con la demanda recuperada en cada iteración en el caso de sin rampas.

IT	DEMANDA TÉRMIICA CON RAMPA	DEMANDA TÉRMIICA SIN RAMPA
1	0,7380	0,7380
2	0,7449	0,7482
3	0,7706	0,7857
4	0,7909	0,8145
5	0,8068	0,8328
6	0,8210	0,8417
7	0,8464	0,8507
8	0,8662	0,8685
9	0,8751	0,8804
10	0,8866	0,8937
11	0,9003	0,9120
12	0,9109	0,9195
13	0,9256	0,9279
14	0,9317	0,9331
15	0,9354	0,9337
16	0,9379	0,9349
17	0,9387	0,9371
18	0,9387	0,9385
19	0,9390	0,9396
20	0,9396	0,9396

TABLA 17. Recuperación energética por iteración para el caso de $\alpha=7$

Al igual que ocurría en el caso anterior la recuperación energética en el caso de generación térmica crece algo más lentamente que en el caso donde no se impone la restricción de rampas. La explicación de esto se vuelve a encontrar en las líneas reconectadas en cada una de las iteraciones. A continuación, en la Tabla 18 se exponen las líneas que se reconectan en cada iteración para el caso de generación térmica.

IT	DEMANDA (pu)	LINEAS RECONECTAR	
1	0,738	11	13
		13	15
		46	47
		46	48
		56	57
		60	62
		62	67
2	0,7449	34	43
		65	68
		68	69
		68	81
		81	80
		85	88
		88	89
3	0,7706	23	24
		30	38
		45	49
		47	69
		49	69
		24	70
		24	72
4	0,7909	17	31
		38	37
		37	40
		39	40
		43	44
		80	98
		98	100
5	0,8068	12	16
		16	17
		61	62
		63	59
		63	64
		64	61
		65	66
6	0,821	29	31
		69	70
		70	75
		69	75
		69	77
		77	78
		79	80
IT	DEMANDA (pu)	LINEAS RECONECTAR	
7	0,8464	44	45
		70	74
		77	80
		77	80
		80	96
		80	97
		80	99
8	0,8662	51	52
		51	58
		75	77
		77	82
9	0,8751	56	58
		85	89
		82	96
		96	97
		100	101
		101	102
10	0,8866	40	42
		41	42
		42	49
		42	49
		53	54
		38	65
11	0,9003	40	41
		47	49
		49	54
		49	54
		82	83
		75	118
		76	118
12	0,9109	15	17
		18	19
		19	20
		21	22
		33	37
		17	113
IT	DEMANDA (pu)	LINEAS RECONECTAR	
13	0,9256	14	15
		20	21
		8	30
		15	33
		19	34
		34	37
		48	49
14	0,9317	12	14
		15	19
		35	36
		89	90
		89	90
		90	91
		91	92
15	0,9354	52	53
		54	55
		54	56
		54	59
		62	66
16	0,9379	64	65
		83	84
		83	85
		84	85
17	0,9387	92	94
		94	100
18	0,9387	94	96
		95	96
		114	115
19	0,939	55	56
		56	59
		56	59
		55	59
		78	79
		93	94
		92	100
20	0,9396	89	92

TABLA 18. Representación de la demanda recuperada y de las líneas reconectadas por cada iteración realizada en el caso $\alpha=7$ con generación térmica.

En los Anexos VI se pueden encontrar todas las tablas anteriormente expuestas y además se incluye también una tabla resumen donde se muestra la potencia generada y demandada en cada iteración.

4.6. Caso de transición energética

Para este segundo escenario se van a eliminar el 70 % de los generadores de gas y carbón del enunciado anterior (se mantienen por tanto el 30 % de los mismos) y se van a cambiar por generadores que utilicen energía de fuentes renovables como son hidráulica, solar y eólica.

Estos porcentajes se han asignado en función de las previsiones del Plan Nacional Integrado de Energía y Clima del gobierno español. Este plan persigue que en 2030 se aumente el consumo de energías renovables, disminuyendo con ello la emisión de gases del efecto invernadero, hasta alcanzar el 70% del mix energético nacional.

En la Tabla 19 se puede observar el porcentaje de generadores de cada tipo y el valor de rampa para cada uno de ellos.

	PORCENTAJE	VALOR SOBRE TOTAL	VALOR RAMPA	MINUTOS	VALOR TOTAL
GAS	30	1866,3	20	15	300
HIDRÁULICO	15	933,15	150	15	2250
EÓLICO	35	2177,35	50	15	750
SOLAR	20	1244,2	200	15	3000

TABLA 19. Tipos de generadores y valores rampa para cada uno de ellos

Sabiendo el porcentaje de cada generador, se establece en la Tabla 20 para cada bus de la red eléctrica el tipo de generador: gas, eólico, solar, o hidráulico.

BUS	PGENERADA	PMAXIMA	TIPO GENERADOR	VALOR RAMPA
10	450	550	GAS	300
12	85	185	GAS	300
25	220	320	GAS	300
26	314	414	SOLAR	3000
31	7	107	EOLICO	750
46	19	119	SOLAR	3000
49	204	304	HIDRÁULICO	2250
54	48	148	EOLICO	750
59	155	255	EOLICO	750
61	160	260	EOLICO	750
65	391	491	HIDRÁULICO	2250
66	392	492	EOLICO	750
69	516,4	560	EOLICO	750
80	477	577	SOLAR	3000
87	4	104	GAS	300
89	607	707	GAS	300
100	252	352	EOLICO	750
103	40	140	SOLAR	3000
111	36	136	HIDRÁULICO	2250

TABLA 20. Tipos de generadores en cada uno de los buses

Se utilizará el mismo código que en el caso 4.5 pero variando el valor de las rampas. Estos valores de rampa son mucho más elevados que en el caso de generación térmica, lo que hará que el sistema recupere la energía de manera más rápida que en el caso anterior. Además, es importante mencionar que, por ejemplo, en el caso de generadores de tipo solar o hidráulico, al tener valores de rampa de 3000 MW y 2250 MW, (lo que se traduce a p.u. en 30 y 22,5 respectivamente), no afectará al sistema, ya que en ninguna iteración se produce un salto tan grande de demanda.

Posteriormente, se procederá de manera similar al caso anterior. Se estudiarán los casos de reconexión de cinco líneas y de siete líneas, y se establecerán las conclusiones obtenidas.

- *Transición energética con $\alpha=5$:*

Para este caso de estudio, en primer lugar, se ha determinado la demanda eléctrica que se recupera en cada iteración. Al igual que para el primer caso sin rampas el sistema realizará 26 iteraciones recuperando la misma demanda final de 0,9396 en p.u.

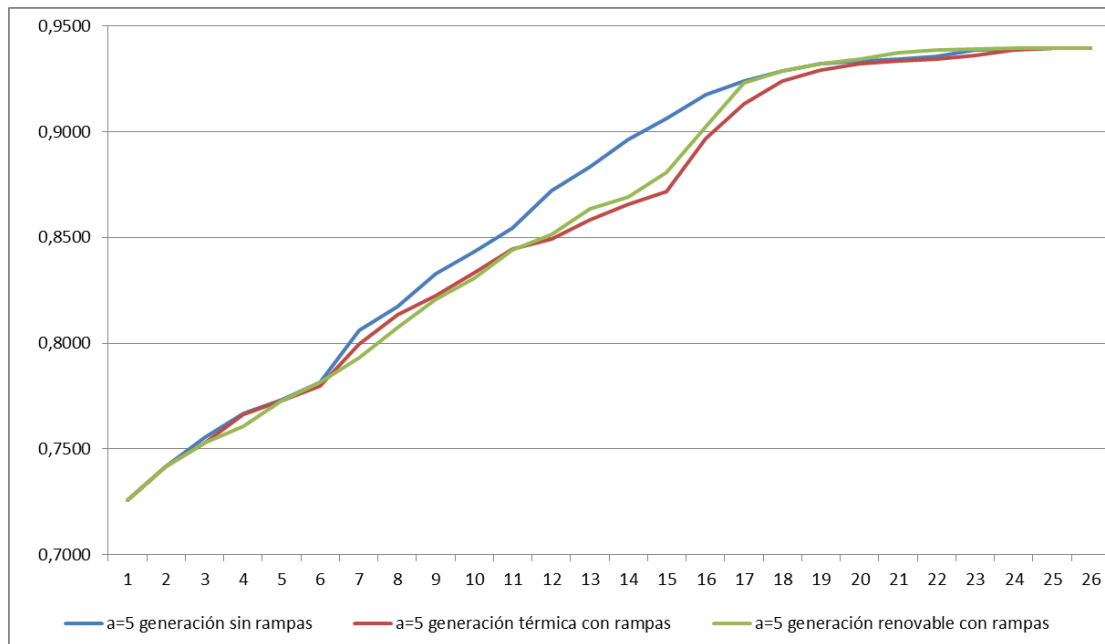
Al igual que ocurría antes, esto parecerá chocante pero debido al valor tan grande de las rampas, como se ha explicado anteriormente, el sistema es capaz de recuperar esa demanda máxima en el mismo tiempo que sin dicha condición (6 horas y media).

A continuación, en la Tabla 21 se puede observar la demanda recuperada en cada iteración con la restricción de rampas, comparándola con la demanda recuperada en cada iteración en el caso de sin rampas.

IT	DEMANDA RENOVABLE CON RAMPA	DEMANDA RENOVABLE SIN RAMPA
1	0,7257	0,7257
2	0,7418	0,7418
3	0,7529	0,7555
4	0,7607	0,7668
5	0,7729	0,7733
6	0,7816	0,7812
7	0,7932	0,8059
8	0,8074	0,8174
9	0,8209	0,8327
10	0,8309	0,8434
11	0,8442	0,8543
12	0,8513	0,8721
13	0,8636	0,8835
14	0,8693	0,8963
15	0,8809	0,9064
16	0,9022	0,9175
17	0,9232	0,9238
18	0,9286	0,9288
19	0,9324	0,9324
20	0,9342	0,9333
21	0,9373	0,9344
22	0,9388	0,9355
23	0,9393	0,9385
24	0,9395	0,9393
25	0,9396	0,9396
26	0,9396	0,9396

TABLA 21. Recuperación energética por iteración en el caso $\alpha=5$ con energías renovables

En esta Tabla 21 se puede observar que los resultados obtenidos son muy parecidos a los que se obtienen en el caso de generación térmica. Para poder observar mejor estos resultados, en la Gráfica 8 se exponen los tres casos estudiados: con energías renovables (línea verde), con generación térmica (línea roja) y sin condición de rampa (línea azul).



GRÁFICA 8. Comparativa de los tres casos de estudio para $\alpha=5$.

Se puede comprobar como el sistema en los tres casos estudiados recupera la misma demanda eléctrica (como era de esperar al reconectar el mismo número de líneas) en el mismo tiempo (6 horas y media para este caso). También, como era de esperar, el sistema sin restricción de rampa (línea azul) recupera en todas las iteraciones más energía que en los otros dos casos, hasta aproximadamente la iteración 16, donde se empiezan a igualar hasta llegar al final de la ejecución del programa.

Por otra parte, resulta también interesante estudiar cuál es la ENS en cada uno de los casos y de esta manera poder cuantificar numéricamente el mejor caso de todos los estudiados. En la Tabla 22 se muestra, para los tres casos, la potencia en MW y la energía en MWh de cada iteración.

IT	DEMANDA RENOVABLE			DEMANDA SIN RAMPA			DEMANDA TÉRMICA		
	DEMANDA	MW	MWh	DEMANDA	MW	MWh	DEMANDA	MW	MWh
1	0,7257	3279,47	819,87	0,7257	3279,47	819,87	0,7257	3279,47	819,87
2	0,7418	3352,19	838,05	0,7418	3352,20	838,05	0,7418	3352,20	838,05
3	0,7529	3402,36	850,59	0,7555	3414,15	853,54	0,7529	3402,38	850,59
4	0,7607	3437,60	859,40	0,7668	3465,09	866,27	0,7665	3464,00	866,00
5	0,7729	3492,74	873,18	0,7733	3494,65	873,66	0,7730	3493,19	873,30
6	0,7816	3532,05	883,01	0,7812	3530,40	882,60	0,7799	3524,37	881,09
7	0,7932	3584,47	896,12	0,8059	3642,02	910,50	0,7994	3612,51	903,13
8	0,8074	3648,64	912,16	0,8174	3693,81	923,45	0,8135	3676,28	919,07
9	0,8209	3709,65	927,41	0,8327	3763,15	940,79	0,8225	3716,75	929,19
10	0,8309	3754,84	938,71	0,8434	3811,17	952,79	0,8331	3764,95	941,24
11	0,8442	3814,94	953,73	0,8543	3860,72	965,18	0,8446	3816,63	954,16
12	0,8513	3847,02	961,76	0,8721	3940,85	985,21	0,8495	3838,69	959,67
13	0,8636	3902,61	975,65	0,8835	3992,73	998,18	0,8584	3879,02	969,76
14	0,8693	3928,37	982,09	0,8963	4050,57	1012,64	0,8659	3912,82	978,20
15	0,8809	3980,79	995,20	0,9064	4095,88	1023,97	0,8715	3938,46	984,61
16	0,9022	4077,04	1019,26	0,9175	4146,20	1036,55	0,8968	4052,76	1013,19
17	0,9232	4171,94	1042,99	0,9238	4174,64	1043,66	0,9134	4127,62	1031,90
18	0,9286	4196,34	1049,09	0,9288	4197,10	1049,27	0,9239	4175,31	1043,83
19	0,9324	4213,52	1053,38	0,9324	4213,35	1053,34	0,9293	4199,33	1049,83
20	0,9342	4221,65	1055,41	0,9333	4217,67	1054,42	0,9324	4213,42	1053,35
21	0,9373	4235,66	1058,91	0,9344	4222,43	1055,61	0,9337	4219,29	1054,82
22	0,9388	4242,44	1060,61	0,9355	4227,66	1056,91	0,9343	4222,29	1055,57
23	0,9393	4244,70	1061,17	0,9385	4241,29	1060,32	0,9359	4229,33	1057,33
24	0,9395	4245,60	1061,40	0,9393	4244,50	1061,13	0,9389	4242,91	1060,73
25	0,9396	4246,05	1061,51	0,9396	4246,00	1061,50	0,9395	4245,54	1061,39
26	0,9396	4246,05	1061,51	0,9396	4246,00	1061,50	0,9396	4245,94	1061,48
TOTAL		25252,18			25440,92			25211,36	
ENS		4121			3933			4162	

TABLA 22. Demanda en p.u, potencia y ENS en cada una de las iteraciones para los tres casos de estudio con $\alpha=5$

En esta Tabla 22 se puede comprobar cómo el caso de estudio donde no se imponen condiciones de rampa es aquel que presenta una menor energía no suministrada. En los casos de rampas en los generadores, se puede observar cómo el caso de generación térmica, donde el valor de las rampas es más pequeño y por lo tanto se restringe más el rango de oscilación de los generadores, presenta una ENS mayor que en el caso de renovables.

Es importante mencionar que la ENS que se obtiene en dicha tabla es diferente de la obtenida en la Tabla 13 debido a que en esta última se han tenido en cuenta 44 iteraciones y en cambio en la Tabla 22 solo se han tenido en cuenta las 26 necesarias para el caso de $\alpha=5$.

Para cuantificar y comprender mejor los resultados, se calcula cuál es la diferencia en porcentaje entre la ENS de los tres escenarios posibles para $\alpha=5$. En primer lugar, entre los casos de generación sin rampas y generación renovable la diferencia de ENS se traduce en un 4,78 %. En cambio, la diferencia porcentual entre los casos de generación renovable y generación térmica es mucho menor, apenas un 1%.

De acuerdo a estos resultados se puede concluir que, en el caso más realista de considerar las restricciones de rampas de los generadores, la introducción masiva de generación renovable apenas aportaría un 1% de mejora en la resiliencia del sistema eléctrico.

Es importante también comentar el gran salto que se produce entre la iteración 15 y la 16 y entre la 16 y la 17 en el caso de energía renovable, pero también en el caso de

generación térmica. La explicación a esto se encuentra en las líneas que se han reconectado en cada uno de los casos. A continuación, en la Tabla 23 se exponen las líneas que se han reconectado en cada iteración para el caso de transición energética.

IT	DEMANDA (pu)	LINEAS RECONECTAR	
1	0,7257	13 15	
		46 47	
		46 48	
		56 57	
2	0,7418	60 62	
		85 88	
		88 89	
		80 98	
		98 100	
3	0,7529	15 17	
		29 31	
		34 43	
		45 49	
		62 67	
4	0,7607	14 15	
		68 69	
		68 81	
		81 80	
5	0,7729	16 17	
		47 69	
		49 69	
		17 113	
6	0,7816	11 13	
		61 62	
		62 66	
		65 68	
7	0,7932	12 16	
		38 37	
		37 40	
		30 38	
		39 40	
8	0,8074	18 19	
		19 20	
		21 22	
		19 34	
		33 37	
9	0,8209	34 37	
		63 59	
		63 64	
		38 65	
		64 65	

IT	DEMANDA (pu)	LINEAS RECONECTAR	
10	0,8309	20 21	
		40 42	
		41 42	
		44 45	
11	0,8442	15 19	
		42 49	
		42 49	
12	0,8513	17 31	
		53 54	
		56 58	
		51 58	
13	0,8636	43 44	
		51 52	
		49 54	
		49 54	
14	0,8693	15 33	
		47 49	
		100 101	
		101 102	
15	0,8809	40 41	
		48 49	
		77 78	
		78 79	
		79 80	
16	0,9022	77 80	
		77 80	
		80 96	
		80 97	
		96 97	
17	0,9232	77 82	
		85 89	
		82 96	
		80 99	
18	0,9286	69 70	
		70 74	
		70 75	
		69 75	
		69 77	

IT	DEMANDA (pu)	LINEAS RECONECTAR	
19	0,9324	75 77	
		92 94	
		75 118	
		76 118	
20	0,9342	89 90	
		91 92	
21	0,9373	35 36	
		114 115	
		82 83	
		83 84	
		84 85	
22	0,9388	52 53	
		89 90	
		90 91	
		92 100	
		94 100	
23	0,9393	54 55	
		54 56	
		54 59	
		64 61	
		94 96	
24	0,9395	55 56	
		55 59	
		83 85	
		93 94	
		95 96	
25	0,9396	23 24	
		24 70	
		24 72	
		12 14	
		8 30	
26	0,9396	56 59	
		56 59	
		65 66	
		89 92	

TABLA 23. Representación de la demanda recuperada y de las líneas reconectadas por cada iteración realizada en el caso $\alpha=5$ con energía renovable.

Para explicar el gran salto que se produce al pasar de la iteración 15 a la 16 y de la 16 a la 17 hay que fijarse en las líneas que se reconectan en dichas iteraciones.

Se puede observar que, en el paso de la iteración 15 a la 16, el sistema consigue recuperar el 11% de la demanda final. Como se puede observar en la Tabla 23, las líneas que entran en juego son las siguientes: 77-80,80-96,80-97,96-97.

De las cinco líneas que se reconectan en dicha iteración, se puede observar que cuatro de ellas unen el bus 80 con otro bus del sistema. De acuerdo a la Tabla 20 se puede

comprobar que en dicho bus se encuentra un generador de tipo solar, es decir, con una rampa de 3.000 MW. Esto permite al sistema recuperar una mayor demanda porque, con una rampa tan elevada, el sistema actúa como si no existiera dicha condición haciendo que el límite máximo de este generador sea el que establece la red, en este caso, de 577 MW.

Lo mismo ocurre en el paso de la iteración 16 a la 17. Se vuelve a reconectar una línea que une el bus 80 permitiendo recuperar una gran cantidad de energía.

En los Anexos VII pueden encontrarse todas las tablas anteriormente comentadas además de una tabla resumen con la potencia demandada y generada por iteración.

- *Transición energética con $\alpha=7$:*

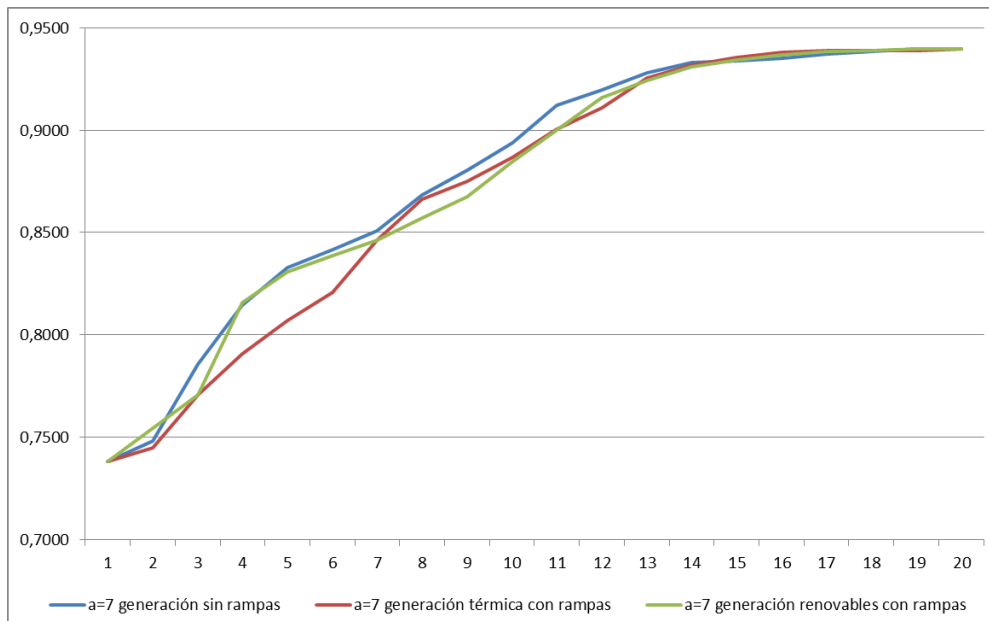
Para este caso de estudio, en primer lugar, se ha determinado la demanda eléctrica que recupera en cada iteración. Al igual que para el primer caso sin rampas el sistema realizará 20 iteraciones recuperando la misma demanda final de 0,9396 en p.u.

A continuación, en la Tabla 24 se puede observar la demanda recuperada en cada iteración con la restricción de rampas comparándola con la demanda recuperada en cada iteración en el caso de sin rampas.

IT	DEMANDA RENOVABLE CON RAMPA	DEMANDA RENOVABLE SIN RAMPA
1	0,7380	0,7380
2	0,7546	0,7482
3	0,7708	0,7857
4	0,8157	0,8145
5	0,8307	0,8328
6	0,8389	0,8417
7	0,8463	0,8507
8	0,8572	0,8685
9	0,8676	0,8804
10	0,8847	0,8937
11	0,8999	0,9120
12	0,9159	0,9195
13	0,9241	0,9279
14	0,9310	0,9331
15	0,9340	0,9337
16	0,9368	0,9349
17	0,9385	0,9371
18	0,9387	0,9385
19	0,9396	0,9396
20	0,9396	0,9396

TABLA 24. Recuperación energética por iteración en el caso $\alpha=7$ con energías renovables

En esta Tabla 24 se puede observar que los resultados obtenidos son muy parecidos a los que se obtienen en el caso de generación térmica. Para poder observar mejor estos resultados, al igual que se ha realizado anteriormente, en la Gráfica 9 se exponen los tres casos estudiados: $\alpha=7$ generación sin rampas (línea azul), $\alpha=7$ generación térmica con rampas (línea roja) y $\alpha=7$ generación renovable con rampas (línea verde).



GRÁFICA 9. Comparativa de los tres casos de estudio

Por otra parte, al igual que se ha realizado en el caso anterior, resulta también interesante estudiar cuál es la ENS en cada uno de los casos y de esta manera poder cuantificar numéricamente el mejor caso de todos los estudiados. A continuación, en la Tabla 25 se muestran, para los tres casos estudiados, la potencia en MW y la energía en MWh de cada iteración.

IT	DEMANDA RENOVABLE			DEMANDA SIN RAMPA			DEMANDA TÉRMICA		
	DEMANDA	MW	MWh	DEMANDA	MW	MWh	DEMANDA	MW	MWh
1	0,7380	3335,14	833,79	0,7380	3335,14	833,79	0,7380	3335,14	833,79
2	0,7546	3410,22	852,55	0,7482	3381,12	845,28	0,7449	3366,05	841,51
3	0,7708	3483,07	870,77	0,7857	3550,40	887,60	0,7706	3482,56	870,64
4	0,8157	3686,32	921,58	0,8145	3680,58	920,15	0,7909	3573,88	893,47
5	0,8307	3753,84	938,46	0,8328	3763,56	940,89	0,8068	3646,01	911,50
6	0,8389	3791,05	947,76	0,8417	3803,71	950,93	0,8210	3709,98	927,49
7	0,8463	3824,32	956,08	0,8507	3844,29	961,07	0,8464	3824,79	956,20
8	0,8572	3873,81	968,45	0,8685	3924,67	981,17	0,8662	3914,27	978,57
9	0,8676	3920,55	980,14	0,8804	3978,57	994,64	0,8751	3954,52	988,63
10	0,8847	3998,03	999,51	0,8937	4038,69	1009,67	0,8866	4006,71	1001,68
11	0,8999	4066,45	1016,61	0,9120	4121,55	1030,39	0,9003	4068,35	1017,09
12	0,9159	4138,90	1034,72	0,9195	4155,38	1038,85	0,9109	4116,13	1029,03
13	0,9241	4175,87	1043,97	0,9279	4193,29	1048,32	0,9256	4182,67	1045,67
14	0,9310	4207,12	1051,78	0,9331	4216,55	1054,14	0,9317	4210,24	1052,56
15	0,9340	4220,78	1055,20	0,9337	4219,18	1054,79	0,9354	4227,17	1056,79
16	0,9368	4233,60	1058,40	0,9349	4224,85	1056,21	0,9379	4238,53	1059,63
17	0,9385	4240,87	1060,22	0,9371	4234,83	1058,71	0,9387	4242,04	1060,51
18	0,9387	4242,04	1060,51	0,9385	4241,06	1060,26	0,9387	4242,04	1060,51
19	0,9396	4246,05	1061,51	0,9396	4246,00	1061,50	0,9390	4243,34	1060,84
20	0,9396	4246,05	1061,51	0,9396	4246,00	1061,50	0,9396	4246,05	1061,51
21	0,9396	4246,05	1061,51	0,9396	4246,00	1061,50	0,9396	4246,05	1061,51
22	0,9396	4246,05	1061,51	0,9396	4246,00	1061,50	0,9396	4246,05	1061,51
23	0,9396	4246,05	1061,51	0,9396	4246,00	1061,50	0,9396	4246,05	1061,51
24	0,9396	4246,05	1061,51	0,9396	4246,00	1061,50	0,9396	4246,05	1061,51
25	0,9396	4246,05	1061,51	0,9396	4246,00	1061,50	0,9396	4246,05	1061,51
26	0,9396	4246,05	1061,51	0,9396	4246,00	1061,50	0,9396	4246,05	1061,51
TOTAL		26142,61			26218,86			26076,70	
ENS		3231			3155			3297	

TABLA 25. Demanda en p.u, potencia y ENS en cada iteración para cada uno de los tres casos estudiados con $\alpha=7$

Se puede observar que, al igual que pasaba en el caso de $\alpha=5$, la ENS menor se obtiene para el caso en el que no se impone condiciones de rampa y la mayor ENS se obtiene en el caso de generación térmica (puesto que es el que más restricción exige a los generadores).

Para cuantificar los resultados y facilitar su comprensión se procede a calcular la diferencia porcentual de ENS entre los tres casos de estudio. Para los casos de $\alpha=7$ se obtiene que la diferencia porcentual entre el caso de generación sin rampas y el de generación renovable es del 2,4% y entre los casos de generación renovable y generación térmica es del 2%. De acuerdo a estos resultados, en el caso más realista de considerar las restricciones de rampa de los generadores, la energía no suministrada en el proceso de recuperación del sistema eléctrico resultaría un 2% inferior en una red eléctrica con un porcentaje elevado de fuentes de producción con energías renovables.

Siguiendo el esquema que se ha establecido en el caso anterior, se puede comprobar cómo el sistema en los tres casos estudiados recupera la misma demanda eléctrica (como era de esperar al reconectar el mismo número de líneas) en el mismo tiempo (5 horas en este caso). También como era de esperar, el sistema sin restricción de rampa (línea roja) recupera en todas las iteraciones más energía que en los otros dos casos hasta aproximadamente la iteración 13, donde se empiezan a igualar hasta llegar al final de la ejecución del programa de recuperación.

En este caso se puede observar cómo, en las iteraciones 4 y 5, el sistema con energías renovables consigue llegar a la demanda establecida sin rampas. La explicación de esto se encuentra, de nuevo, en las líneas reconectadas en dichas iteraciones. En la Tabla 26 se encuentran las líneas que se han reconectado en cada iteración.

IT	DEMANDA (pu)	LINEAS RECONECTAR	
1	0,7380	11	13
		13	15
		46	47
		46	48
		56	57
		60	62
		62	67
2	0,7546	29	31
		48	49
		65	68
		85	88
		88	89
		80	98
		96	97
3	0,7708	17	31
		68	69
		24	70
		77	78
		79	80
		68	81
		81	80
4	0,8157	78	79
		77	80
		77	80
		77	82
		80	96
		80	99
5	0,8307	12	16
		15	17
		16	17
		82	83
		85	89
6	0,8389	34	43
		45	49
		53	54
		51	58
		82	96

IT	DEMANDA (pu)	LINEAS RECONECTAR	
7	0,8463	19	20
		19	34
		35	36
		33	37
		34	37
		56	58
8	0,8572	14	15
		18	19
		21	22
		100	101
		101	102
		17	113
9	0,8676	38	37
		37	40
		39	40
		44	45
		51	52
		38	65
		80	97
10	0,8847	20	21
		30	38
		40	42
		41	42
		42	49
		42	49
11	0,8999	8	30
		40	41
		43	44
		47	49
		49	54
		49	54
		49	69
12	0,9159	15	19
		15	33
		69	70
		70	75
		69	75
		69	77

IT	DEMANDA (pu)	LINEAS RECONECTAR	
13	0,9241	61	62
		63	59
		63	64
		64	61
		64	65
		62	66
		70	74
14	0,9310	89	90
		89	90
		91	92
		75	118
15	0,9340	12	14
		83	84
		84	85
		90	91
		92	94
		76	118
16	0,9368	52	53
		54	55
		54	56
		54	59
		47	69
17	0,9385	94	100
		114	115
		55	56
		56	59
		56	59
		55	59
18	0,9387	93	94
		94	96
		95	96
		23	24
		65	66
		24	72
19	0,9396	83	85
		89	92
		98	100
20	0,9396	92	100

TABLA 26. Representación de la demanda recuperada y de las líneas reconectadas por cada iteración realizada en el caso $\alpha=7$ con energías renovables.

Como se puede observar, en este caso es en la iteración 4 cuando el sistema reconecta las líneas que unen el bus 80 con otros de la red eléctrica y, por la misma explicación que para el caso de $\alpha=5$, se recupera tanta energía.

En los Anexos VII se pueden encontrar todas las tablas anteriormente expuestas además de una tabla resumen donde se muestra la potencia demandada y generada por cada iteración.

5. Conclusiones

El objetivo principal de este proyecto consiste en la propuesta y aplicación, en distintos supuestos prácticos, de una metodología para evaluar las mejores estrategias de recuperación del suministro eléctrico en redes de transporte de alta tensión después de una interrupción severa provocada por un fallo en cascada.

Para ello se ha formulado un problema de despacho óptimo de generación en una red eléctrica de transporte, determinando simultáneamente las maniobras óptimas a ejecutar en intervalos de tiempo secuenciales, para recuperar el máximo de demanda del sistema en el menor número de intervalos posibles.

Para estudiar las posibles estrategias que permitan la vuelta a la normalidad de la red eléctrica tras un apagón, se han establecido cinco escenarios distintos. En los tres primeros, se ha ido variando el número máximo de líneas que se puedan reconectar, estudiando los casos de tres, cinco y siete líneas en cada intervalo de redespacho y maniobra. A continuación, en los dos siguientes escenarios se ha estudiado la posibilidad de imponer condiciones de rampa a los generadores. Los dos escenarios propuestos han sido de generación térmica (considerando únicamente generadores de tipo carbón y gas) y de generación mayoritaria con fuentes renovables (con centrales de distintas tecnologías: gas, solar, hidráulica y eólica).

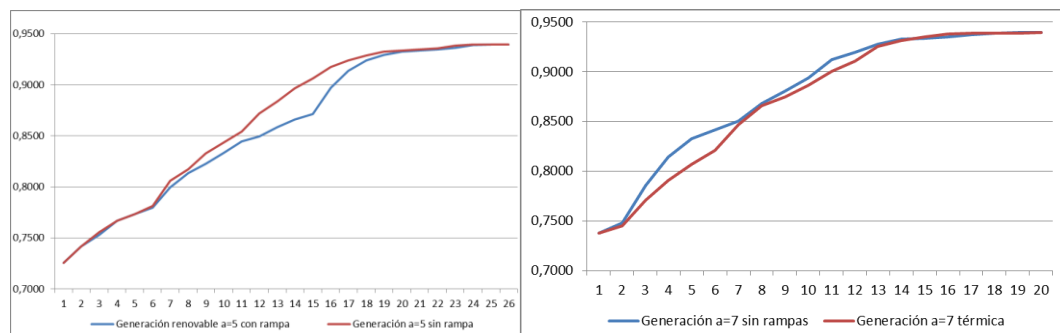
Estos dos últimos escenarios se han estudiado tanto para una reconexión de cinco líneas como para una reconexión de siete líneas (no se ha analizado el caso de la reconexión de tres líneas, ya que se ha descartado por las conclusiones obtenidas de los tres primeros casos estudiados acerca del largo tiempo resultante para la recuperación del sistema).

Tras el estudio detallado de estos cinco casos, se indican a continuación algunas de las principales conclusiones:

- Cuantas menos maniobras de reconexión se le permiten al sistema en cada intervalo, más tiempo se tarda en recuperar la demanda eléctrica. Esto implica una mayor discontinuidad en el servicio y también mayores perjuicios económicos para los usuarios.
- El caso donde se reconectan tres líneas eléctricas en cada intervalo de maniobra de 15 minutos ($\alpha=3$) necesita un total de 44 iteraciones, suponiendo un tiempo total de 11 horas. En el caso de $\alpha=5$, se realizan 26 iteraciones, lo que se traduce en un tiempo total de 6 horas y media. Por último, el caso de $\alpha=7$ necesita un total de 20 iteraciones, es decir, de 5 horas.
- Calculando el parámetro de energía no suministrada del sistema eléctrico (ENS), se puede observar que la variación de energía no suministrada entre el caso de $\alpha=3$ y el caso de $\alpha=5$ es muy elevada (2.531 MW), lo que indica que resulta conveniente reconectar dos líneas más en cada intervalo de maniobra porque se conseguirá recuperar mucha más demanda. En cambio, la variación de energía no suministrada entre el caso de $\alpha=5$ y el caso de $\alpha=7$ es menor (777 MW) lo que hace menos atractivo el esfuerzo de realizar 7 maniobras de alta tensión.

- De acuerdo a los primeros tres escenarios estudiados se puede concluir que la mejora de $\alpha=3$ a $\alpha=5$ es mayor que la mejora de $\alpha=5$ a $\alpha=7$. Por lo tanto, teniendo en cuenta la dificultad de realizar un gran número de maniobras en alta tensión en un intervalo de tiempo de 15 minutos se puede concluir que la solución de $\alpha=5$ es la que parece más razonable. Se descarta el caso de $\alpha=3$ por presentar una gran cantidad de energía no suministrada debido a la mayor lentitud en la recuperación del sistema.
- En los casos adicionales estudiados ($\alpha=5$ y $\alpha=7$), en los cuales se ha considerado la situación real donde los generadores no pueden ofrecer toda su producción instantáneamente, sino que dependiendo de la tecnología (carbón, gas, eólica, etc.) precisan de un intervalo de tiempo para variar su producción, y por tanto existe una limitación del incremento de generación eléctrica en cada central que se formula como una condición de rampa, se ha observado que los resultados son muy parecidos a los casos anteriores (en los que no se consideraban restricciones de rampa).
- Lo anterior es debido a que los valores de rampa impuestos (60 MW y 300 MW) son amplios y no muy restrictivos. Esto hace que el sistema vaya recuperando la demanda algo más lentamente pero no lo suficiente como para necesitar un mayor número de iteraciones, ya que tanto para la reconexión de cinco líneas como para la de siete líneas, el sistema realiza el mismo número de iteraciones que en los casos de estudio iniciales.

A continuación, en los Gráficos 10 y 11 se puede observar la comparativa del caso sin rampas y el caso con rampas, tanto para la reconexión de cinco líneas como para siete líneas.

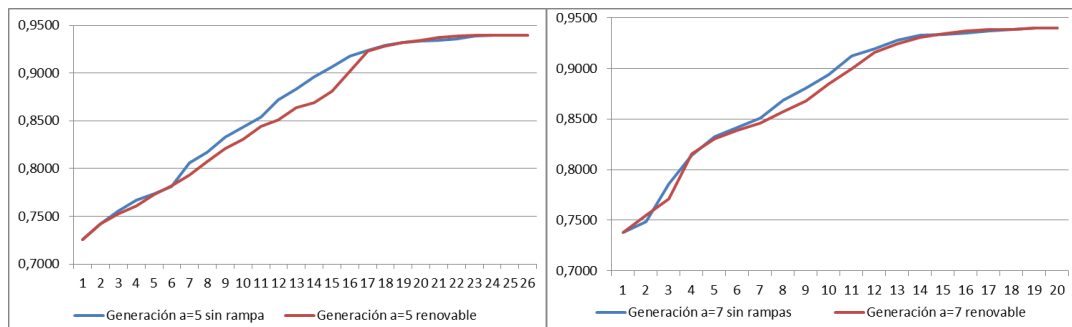


GRÁFICOS 10 y 11. Comparativa recuperación demanda (con generación térmica) con rampas y sin rampas para $\alpha=5$ y $\alpha=7$.

Se puede observar cómo el sistema, en el caso donde se aplican restricciones a los generadores térmicos, va recuperando la energía algo más lentamente que en el caso sin restricciones de rampas. A pesar de recuperar más lentamente se puede observar cómo, transcurridas las 26 y 20 iteraciones respectivamente, el sistema recupera la misma demanda eléctrica de 0,9396 p.u.

Por último, para el caso de generación renovable ocurre algo similar. Los valores de las rampas son amplios, lo que hará que el sistema eléctrico recupere la energía de manera muy similar a como lo hacía en el caso donde no se imponía dicha restricción. En las Gráficas 12 y 13 se puede observar cómo evoluciona el sistema en el escenario donde

no se impone la restricción de rampas en comparación con el caso de generación mayoritaria con fuentes renovables que incorpora dicha restricción, tanto para $\alpha=5$ y $\alpha=7$.



GRÁFICOS 12 y 13. Comparativa recuperación demanda (con generación 70% renovable) con rampas y sin rampas para $\alpha=5$ y $\alpha=7$.

Por lo tanto, se puede concluir que, en los escenarios donde se han impuesto condiciones de rampa, los resultados son muy parecidos a los primeros tres escenarios debido a que los valores de las rampas no son muy restrictivos.

Según establece el Plan Nacional Integrado de Energía y Clima, se espera que 2030 se aumente en España la producción de electricidad mediante fuentes de energía renovable hasta el 72%, disminuyendo con ello la emisión de gases del efecto invernadero. Considerando este futuro escenario de elevada penetración de energías renovables, los operadores de las redes podrían optar como alternativas para recuperar la demanda eléctrica entre el redespacho en intervalos de 15 minutos con reconexión de cinco o de siete líneas eléctricas de alta tensión. La segunda opción representaría una mejora en la energía no suministrada de un 22% respecto a la primera, reduciendo además el tiempo de recuperación del sistema de 6h30m a 5h, pero a costa de una mayor dificultad para realizar las maniobras con suficiente seguridad en el intervalo de tiempo especificado.

En definitiva, el modelo propuesto en este TFG puede resultar de utilidad para la toma de decisiones por parte de los operadores de los centros de control de las empresas eléctricas, facilitando distintas estrategias de recuperación de la demanda eléctrica después de un fallo grave del suministro.

6. Bibliografía

- [1] Y. Y. Haimes, “On the definition of resilience in systems,” *International Journal on Risk Analysis*, vol. 29, pp. 498–501, 2009.
- [2] Shuoqi Wang, University of Washington, Seattle, WA, USA, “Integrated Approach and Analysis of Reliability, Robustness, Resilience and Infrastructure Applications”, pp 15-18, 2017.
- [3] P. A. Kuntz, R. D. Christie and S. S. Venkata, “Optimal vegetation maintenance scheduling of overhead electric power distribution systems,” *IEEE Trans. Power Del.*, vol. 17, no. 4, pp. 1164-1169, 2002.
- [4] M. Panteli et al., “Assessment of the resilience of transmission networks to extreme wind events,” in *Proc. IEEE Power Tech*, Eindhoven, The Netherland, Jun./Jul. 2015, pp. 1–6.
- [5] Y. Wang, C. Chen, J. Wang, and R. Baldick, “Research on resilience of power systems under natural disasters—A review,” *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 31, no. 2, pp. 1604–1613, Mar. 2016.
- [6] M. Panteli et al., “Boosting the power grid resilience to extreme weather events using defensive islanding,” *IEEE Trans. Smart Grid*, vol. 7, no. 6, pp. 2913–2922, Nov. 2016.
- [7] R. Brown, “Cost-benefit analysis of the deployment of utility infrastructure upgrades and storm hardening programs,” *Tech. Rep. 36375*, Quanta Technol., 2009.
- [8] M. Panteli and P. Mancarella, “Modeling and evaluating the resilience of critical electrical power infrastructure to extreme weather events,” *IEEE Syst. J.*, vol. 11, no. 3, pp. 1733–1742, Sep. 2017.
- [9] C. C. Liu, V. Vittal, and K. Tomsovic, “Development and evaluation of system restoration strategies from a blackout,” *Tech. Rep. S30*, Power Syst. Eng. Res. Center, Tempe, AZ, USA, Sep. 2009.
- [10] T. T. H. Pham, Y. Besanger, and N. Hadjsaid, “New challenges in power system restoration with large scale of dispersed generation insertion,” *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 24, no. 1, pp. 398–406, Feb. 2009.
- [11] W. Sun, C. C. Liu, and L. Zhang, “Optimal generator start-up strategy for bulk power system restoration,” in *Proc. IEEE Power Energy Soc. General Meet.*, San Diego, CA, USA, 2012, pp. 1–5.
- [12] A. Arab, A. Khodaei, and Z. Han, “Proactive recovery of electric power assets for resiliency enhancement,” *IEEE Access*, vol. 3, pp. 99–109, 2016.

- [13] S. S. Savas et al., “Network adaptability to disaster disruptions by exploiting degraded-service tolerance,” *IEEE Commun. Mag.*, vol. 52, no. 12, pp. 58–65, Dec. 2014.
- [14] Pooria Dehghanian, Semih Aslan and Payman Dehghanian, “Maintaining Electric System Safety Through An Enhanced Network Resilience” *IEEE Transactions on industry applications*, vol 54, no. 5, pp. 4927-4937, September/October 2018.
- [15] Pooria Dehghanian, Semih Aslan and Payman Dehghanian, “Quantifying Power System Resiliency Improvement using Network Reconfiguration” *IEEE Transactions on industry applications*, vol 54, no. 5, pp. 1364-1367, September/October 2018.
- [16] <https://al-roomi.org/power-flow/118-bus-system>

ANEXOS

ANEXO I. Código Matlab

```
%%% FIJAR PROCESO ITERATIVO ..... CORRECTO EN EL CASO DE
ELEGIR EL
%%% NÚMERO DE SECUENCIAS

clc
clear variables
close all

tic;
%% %%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
numero_de_lineas_para_reconexcion = 5 ;      % Total de líneas que se
permite reconectar al mismo tiempo

%% %%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
caso=load('Casodeestudio.mat');
% caso.casedata.bus(8,2) = 3;
% caso.casedata.bus(2,2) = 3;
%% %%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
mpc = caso.casedata;      % Caso de estudio
conectividad_inicial = mpc.branch(:,11) ;
carga = sum(mpc.bus(:,3)) / mpc.baseMVA ;
analizar = 1;
etapas = 1;
carga_recuperada = zeros(1,1);
recovery = cell(1,1);

UU=1;
HH=2;
while analizar == 1

    flujos_limite =
[95.3984265729039;184.201573427085;163.390078226102;183.672203563237;1
43.706790501968;65.7067905019672;675.000000000000;615.700013731190;675
.000000000000;104.890078226101;124.930941439883;95.4902347150002;125.3
98426572904;59.0293698638474;37.2067905019668;29.3307849509826;3.49448
392351164;21.6692150490174;24.4944839235116;21.2362872962707;167.64364
5860190;58.7362872962707;115.681163178065;25.6811631780646;25.31098187
17852;5.53419388120471;52.3109818717852;73.3109818717852;88.3109818717
854;19.7613658520192;231.460252298572;113.351307628610;211.89105533003
9;52.9349220614144;27.4349220614144;358.759404725684;17.2999862688074;
357.648692371390;8.98111470163794;8.56507793858574;152.410636278806;53
.5839632369476;20.5499937488182;7.98585923113426;22.0420488313551;1.73
067588131453;51.2306758813145;42.4858592311341;44.7693241186853;145.10
6340309572;364.732804014392;70.5623856607431;55.3475429316292;16.18927
39145147;30.0623856607430;13.6501688912028;27.2402402988307;41.8498311
087970;37.2050326404712;10.2050326404712;61.2050326404714;59.498212986
3155;49.9438882484091;23.0543247379062;11.0981914748890;106.5450357038
14;106.545035703814;81.2068196541554;53.0543247379060;75.7827093635570
;93.7228564795913;41.7894963272366;14.7894963272365;19.7105036727635;5
2.9780447168566;52.6139344438885;10.0587703092449;25.6123141575021;30.
8978450767867;32.2827093635569;50.2827093635568;8.43336015235403;26.43
33601523543;47.2896089787637;44.1757168885843;46.3937445147893;53.5433
846139673;65.7882050018904;78.8299753471227;169.274561244021;13.513643
7578688;40.6141266483466;229.784274647092;229.784274647092;48.71866323
94907;348.543530099877;278.502937886585;191.576720589077;191.576720589
```

```

077;54.0167113137004;34.3828057958202;15.9470417123257;76.382805795819
9;24.5994262741323;89.8456967735204;74.8935111003191;197.071659546726;
169.053328568502;24.7321410062036;41.5292248458144;14.5292248458148;32
.5292248458150;8.99999999999954;14.8960393215169;11.1040766050337;163.
148343663032;87.1039606784832;98.2064448373343;80.5874603478988;58.853
2487831524;67.3522069874352;39.1477930125655;144.215328060763;66.61374
67709240;97.6477930125658;103.527766727406;103.527766727407;24.4953654
283398;86.1162882840413;46.8688191398960;69.2474691441461;63.368819139
8962;25.5000000000001;6.00000000000007;82.1944479293453;111.9218403546
97;154.194447929345;86.1456831869281;162.441208015471;4.08689120239920
;299.978318903133;95.8185016104253;10.9131087976009;92.0050943660296;8
3.6658538597006;74.0050943660302;69.5021883508426;21.3071299519882;19.
3790771442979;38.8039663661409;32.2657924753264;34.4529303050578;20.46
95126959677;45.6690268926779;4.36479350874679;6.50218835084209;9.76579
247532632;16.5470696949425;42.5304873040320;25.5437365975518;66.043736
5975516;58.5437365975521;170.765629204418;81.0687764745638;47.80830093
16860;63.3217747294480;87.1655943210194;71.8770774062493;12.9056155895
102;39.4287900894706;36.3644464567159;35.5712099105296;33.364446456714
9;85.1355535432850;21.3644464567157;54.0000000000002;102.000000000000;
8.78280631048236;17.7828063104819;13.0938604801939;31.9061395198064;1.
09386048019360;276.000000000001;30.0000000000000;53.2935551626667;3.79
355516266644];

```

```

% Se cambian dependiendo el sistema que se analiza

% Inicia problema de optimización
bij = 1 ./ mpc.branch(:,4)';
cargas = mpc.bus(:,3) / mpc.baseMVA ;

reactores = mpc.bus(:,5) / mpc.baseMVA; % Determina los
reactores en el sistema
cargas = cargas + reactores ;

transformadores = find (mpc.branch(:,9));

if isempty(transformadores)~= 1

    for j = 1 : length(transformadores)

        bij(1,transformadores(j)) = bij(1,transformadores(j)) /
mpc.branch(transformadores(j),9) ;

    end

end

% Determinar el tamaño del vector correspondiente de la función
objetivo

nl = length(mpc.branch(:,1)) * 2; % Número de líneas eléctricas
Fij -- Fji

ng = length(mpc.gen(:,1)); % Número de generadores
eléctricos

teta = length(mpc.bus(:,1)); % Número de buses para
determinar los ángulos tetas de salida

load = teta; % Número de cargas

```



```

beta = nl; % Número de betas

f = zeros(1,nl+ng+teta+load+beta); % Vector de función
objetivo

% Construir restricción 1

para_restriccion_uno_flujos = zeros(nl);
for j = 1 : nl
    para_restriccion_uno_flujos(j,j) = 1;
end

para_restriccion_uno_tetas_uno = zeros(nl/2,teta);
para_restriccion_uno_tetas_dos = zeros(nl/2,teta);

for j = 1 : nl/2

    teta_from = mpc.branch(j,1);
    teta_to = mpc.branch(j,2);

    para_restriccion_uno_tetas_uno(j,teta_from) = -bij(j);
    para_restriccion_uno_tetas_uno(j,teta_to) = bij(j);

    teta_from_dos = mpc.branch(j,1);
    teta_to_dos = mpc.branch(j,2);

    para_restriccion_uno_tetas_dos(j,teta_from_dos) = bij(j);
    para_restriccion_uno_tetas_dos(j,teta_to_dos) = -bij(j);

end

tetas_restriccion_uno = [para_restriccion_uno_tetas_uno ;
para_restriccion_uno_tetas_dos];

pg_restriccion_uno = zeros (nl,ng);
cargas_restriccion_uno = zeros(nl,load);
betas_restriccion_uno = zeros(nl,beta);

restriccion_uno = [para_restriccion_uno_flujos pg_restriccion_uno
tetas_restriccion_uno...
cargas_restriccion_uno betas_restriccion_uno];

restriccion_uno_solucion = zeros (nl,1);

% Construir restricción 2

flujos_restriccion_dos = zeros (teta,nl);

for j = 1: teta

    bus = j;
    posicion_bus_from = find(mpc.branch(:,1)== bus);
    posicion_bus_to = find(mpc.branch(:,2)== bus);

    if isempty(posicion_bus_from)~=1
        for i = 1 : length(posicion_bus_from)
            flujos_restriccion_dos(bus,posicion_bus_from(i)) = -1;
        end
    end
end

```

```

end

if isempty(posicion_bus_to)~=1
    for i = 1 : length(posicion_bus_to)
        flujos_restriccion_dos(bus,(posicion_bus_to(i) + (nl /
2))) = -1;
    end
end

end

generadores_restriccion_dos = zeros (teta,ng);

for j = 1: teta

    bus = j;

    buscar_generador = find (mpc.gen(:,1) == bus);

    if isempty(buscar_generador)~= 1

        for i = 1 : length (buscar_generador)
            generadores_restriccion_dos(bus, buscar_generador(i))
= 1;
        end

    end

end

delta_restriccion_dos = zeros (teta , teta);

cargas_restriccion_dos = -eye (load);
betas_restriccion_dos = zeros (teta,beta);

restriccion_dos = [flujos_restriccion_dos
generadores_restriccion_dos delta_restriccion_dos
cargas_restriccion_dos...
betas_restriccion_dos];
restriccion_dos_solucion = zeros(teta,1);

% Restricciones finales de igualdad
Aeq = [restriccion_uno ; restriccion_dos];
beq = [restriccion_uno_solucion ; restriccion_dos_solucion];

% Restricciones de desigualdad

flujos_limite_maximo = flujos_limite ./ mpc.baseMVA;
flujos_limite_minimo = flujos_limite ./ mpc.baseMVA;

flujos_restriccion_tres_inicial = eye (nl,nl);

Pg_restriccion_tres_inicial = zeros (nl,ng);

teta_restriccion_tres_inicial = zeros (nl,teta);

cargas_restriccion_tres_inicial = zeros (nl,load);

```

```

beta_restriccion_tres_inicial = zeros (nl,beta);

a = 1;
for j = 1: beta

    if j <= beta/2

        beta_restriccion_tres_inicial(j,j) = -1 *
flujos_limite_maximo(j);

    end

    if j >= (beta / 2) + 1

        beta_restriccion_tres_inicial(j,j) = -1 *
flujos_limite_maximo(a);

        a = a + 1;

    end

end

para_restriccion_tres_inicial = [flujos_restriccion_tres_inicial
Pg_restriccion_tres_inicial teta_restriccion_tres_inicial...
                                cargas_restriccion_tres_inicial
beta_restriccion_tres_inicial];

flujos_restriccion_tres_segunda = -eye (nl,nl);

Pg_restriccion_tres_segunda = zeros (nl,ng);
teta_restriccion_tres_segunda = zeros (nl,teta);
cargas_restriccion_tres_segunda = zeros (nl,load);
beta_restriccion_tres_segunda = zeros (nl,beta);

a = 1;
for j = 1: beta

    if j <= beta/2

        beta_restriccion_tres_segunda(j,j) = -1*
flujos_limite_minimo(j);

    end

    if j >= (beta/2) + 1

        beta_restriccion_tres_segunda(j,j) = -1*
flujos_limite_minimo(a);
        a = a + 1;

    end

end

para_restriccion_tres_segunda = [flujos_restriccion_tres_segunda
Pg_restriccion_tres_segunda teta_restriccion_tres_segunda ...
                                cargas_restriccion_tres_segunda
beta_restriccion_tres_segunda];

```

```

betas_restriccion_tres_tercera = ones(1,beta);

flujos_tercera = zeros (1,nl);
pg_tercera = zeros (1,ng);
teta_tercera = zeros (1,teta);
cargas_tercera = zeros (1,load);

para_restriccion_tres_tercera = [flujos_tercera pg_tercera
teta_tercera cargas_tercera betas_restriccion_tres_tercera];

% Restricción final de desigualdad
A = [para_restriccion_tres_inicial;
para_restriccion_tres_segunda;
para_restriccion_tres_tercera];

t = size (A);

para_b = zeros(t(1),1);

lineas_conectadas = length(find(mpc.branch(:,11) ==1));

para_b(t(1)) = (lineas_conectadas * 2) +
(numero_de_lineas_para_reconecion * 2); % Se permite reconectar como
máximo una línea eléctrica

b = para_b;

% Construir límites mínimos y máximos

generadores_limite_maximo = mpc.gen(:,9) / mpc.baseMVA ;
generadores_limite_minimo = mpc.gen(:,10) / mpc.baseMVA ;

teta_limite_maximo = zeros (teta , 1);
teta_limite_minimo = zeros (teta , 1);

posicion_slack = find (mpc.bus(:,2) == 3);
slack = mpc.bus (posicion_slack,1);
for j = 1 : teta
    if j ~= slack
        teta_limite_maximo (j) = pi;
        teta_limite_minimo (j) = -pi;
    end
end

flujos_ub = zeros (1,nl);
flujos_lb = zeros (1,nl);

for j = 1 : nl
    flujos_ub (j) = inf;
    flujos_lb (j) = -inf;
end

cargas_ub = zeros (1,load);

```

```

for j = 1: load

    cargas_ub(1,j) = cargas (j);

end

betas_ub = ones(1,beta);
betas_ub(141) = 0;
betas_ub(327) = 0;           % FIJAR LA LÍNEA QUE NO SE PODRÁ
RECONECTAR

ub = [flujos_ub generadores_limite_maximo' teta_limite_maximo'
cargas_ub betas_ub];

cargas_lb = zeros (1,load);

betas_lb = zeros (1, beta);

encontrar_lineas_fijas = find(mpc.branch(:,11)==1);

for j = 1 : length(encontrar_lineas_fijas)

    betas_lb (encontrar_lineas_fijas(j)) = 1;

    betas_lb (encontrar_lineas_fijas(j)+(beta/2)) = 1;

end

lb = [flujos_lb generadores_limite_minimo' teta_limite_minimo'
cargas_lb betas_lb];

% Construir función objetivo

for j = 1 : load

    f(1,(nl+ng+teta)+j) = 1;

end

% Construir el vector de binarios

inicia_binaria = nl + ng + teta + load + 1;

for j = 1 : length(mpc.branch(:,1))

    mpc.branch(j,12) = inicia_binaria;

    mpc.branch(j,13) = inicia_binaria + (beta/2);

    inicia_binaria = inicia_binaria + 1;

end

binarios = find(mpc.branch(:,11) == 0);

```

```

intcon_from = mpc.branch(binarios,12);
intcon_to = mpc.branch(binarios,13);

intcon = [intcon_from' intcon_to'];

%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
%
% Ejecutar el problema de optimización
options = optimoptions(@intlinprog,'MaxTime',600);
[x,fval] = intlinprog(f*-1,intcon,A,b,Aeq,beq,lb,ub,options);

%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
%
% Guardar resultados

%% %% GENERACION
PG1=x(373:426,1); % Valores de Pgeneracion
PG2=zeros(118,1);
for j22=1:54
    valorg=mpc.gen(j22,1);
    PG2(valorg,1)=PG1(j22);
end

%% %% LINEAS

FLUJO1= x(1:186,1); %valores de los flujos de la función x

BETAS1= x(662:847); %valores de las betas

%% %%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%

carga_recuperada(etapas) = fval * -1;

lineas_reconectadas = nl + ng + teta + load + 1; % Desde línea

maximo_lineas_reconectadas = (lineas_reconectadas + (beta/2))-1;

reconeccion = zeros (1,1);

% Fija nuevo sistema
z = 1;
for j = lineas_reconectadas : maximo_lineas_reconectadas

    if x(j) == 1

        reconeccion(z,1) = j;

        z = z + 1;

    end

end

for j = 1 : length(reconeccion)

```

```

zx = find (mpc.branch(:,12) == reconeccion(j,1));

mpc.branch(zx,11) = 1;

end

if isequal(mpc.branch(:,11),conectividad_inicial) == 0

    nodos = zeros (1,1);
    ab = 1;
    for j = 1 : length(mpc.branch(:,1))

        if mpc.branch(j,11) ~= conectividad_inicial(j)

            nodos (ab,1) = mpc.branch(j,1);

            nodos (ab,2) = mpc.branch(j,2);

            ab = ab + 1;
        end

    end

    % Obtener cargas
    flujos = (length(mpc.branch(:,1))) * 2;
    generacion = length(mpc.gen(:,1));
    deltas = teta;
    n_cargas = teta;

    valores_cargas = x((flujos + generacion + deltas + 1) :
(flujos + generacion + deltas + n_cargas));

    MATRIZRESULTADOS(:,UU)=PG2;
    MATRIZRESULTADOS(:,HH)=valores_cargas;

    MATRIZBETAS1(:,UU)= FLUJO1;
    MATRIZBETAS1(:,HH)= BETAS1;

    UU=UU+2;
    HH=HH+2;

    % Guarda datos

    recovery{etapas}.lineas = nodos;
    recovery{etapas}.cargas = valores_cargas;
    recovery{etapas}.recuperacion = (fval * -1) / carga;

    filename = 'Resultados.mat';
    save('Resultados.mat','recovery');

    conectividad_inicial = mpc.branch(:,11);

    etapas = etapas + 1;
else

    numero_de_lineas_para_reconeccion =
numero_de_lineas_para_reconeccion + 1;

```

```

end

% Estrategia de parada o continuación

if numero_de_lineas_para_reconecion == length(mpc.branch(:,1))
    numero_de_lineas_para_reconecion = (length(mpc.branch(:,1)))
- 1 ;

end

dimension_intcon = length(intcon);

if dimension_intcon == 2

    break

end

if fval * -1 >= carga

    break

end

end

% Guarda datos en archivo de excel

n_recovery = length(recovery);
carga_recuperada_excel = zeros(n_recovery,1);
for j = 1 : n_recovery

    carga_recuperada_excel (j,1) = recovery{j}.recuperacion ;

end

fi = fopen('recuperacion.txt', 'w') ;

for i = 1: n_recovery

    fprintf(fi, '%f \n', carga_recuperada_excel(i,1));

end

fclose(fi) ;

t_final = toc;

fprintf('Tiempo de cálculo: %f segundos',t_final)

```


ANEXO II. Disposición de los generadores en la red eléctrica

En la Tabla 1 se ilustra cómo se encuentran distribuidos los 19 generadores de la red eléctrica mostrando el bus donde se encuentran, la potencia generada por cada uno de ellos y la potencia máxima que son capaces de conseguir.

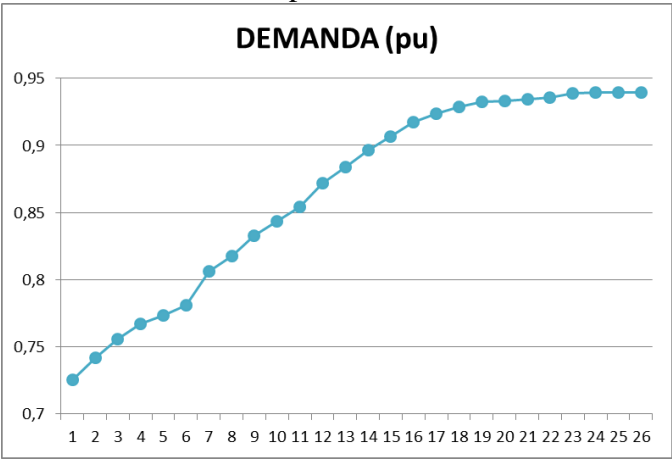
BUS	PGENERADA	PMAXIMA
10	450	550
12	85	185
25	220	320
26	314	414
31	7	107
46	19	119
49	204	304
54	48	148
59	155	255
61	160	260
65	391	491
66	392	492
69	516,4	560
80	477	577
87	4	104
89	607	707
100	252	352
103	40	140
111	36	136
	4377,4	6221

TABLA 1. Distribución generadores

Gracias a esta Tabla 1 se puede entender por qué no se recupera la misma demanda si se reconecta una línea que si se reconecta otra. A modo de ejemplo, y para una mejor comprensión, no es lo mismo reconectar la línea 17-31 (donde la potencia generada es de 7 MW) que la línea 88-89 (donde la potencia generada es máxima y de valor 607 MW).

ANEXO III. Caso $\alpha=5$

El primer caso de estudio es aquel que permite la reconexión de cinco líneas. En la Gráfica 1 se representa en el eje de ordenadas la potencia suministrada (en valor de p.u.) y en el eje de abscisas la iteración correspondiente.



GRAFICA 1. Recuperación energética por unidad de tiempo del caso $\alpha=5$.

A continuación, en la Tabla 2 se muestra el resumen de todas las iteraciones con la demanda alcanzada en cada paso de recuperación y las líneas eléctricas reconectadas.

IT	DEMANDA	LINEAS RECONECTADAS	
1	0,7257	13	15
		46	47
		46	48
		56	57
		60	62
2	0,7418	85	88
		88	89
		80	98
		98	100
3	0,7555	62	67
		68	69
		68	81
		81	80
4	0,7668	23	24
		29	31
		47	69
		49	69
5	0,7733	34	43
		45	49
		38	65
		24	70
		24	72
6	0,7812	70	74
		69	77
		75	77
		77	78
		79	80
7	0,8059	19	20
		47	49
		69	70
		70	75
		69	75
8	0,8174	77	82
		80	96
		80	97
		80	99
		96	97
9	0,8327	61	62
		62	66
		77	80
		77	80
		75	118
10	0,8434	11	13
		14	15
		12	16
		15	17
		16	17
11	0,8543	38	37
		39	40
		63	59
		63	64
		64	61
12	0,8721	18	19
		21	22
		19	34
		33	37
		17	113
13	0,8835	34	37
		40	42
		41	42
		44	45
		76	118
14	0,8963	37	40
		40	41
		43	44
		42	49
		42	49
15	0,9064	15	19
		20	21
		17	31
		15	33
16	0,9175	51	52
		53	54
		49	54
		49	54
		56	58
17	0,9238	48	49
		51	58
		100	101
		101	102
18	0,9288	35	36
		82	83
		85	89
		82	96
19	0,9324	35	36
		89	90
		89	90
		90	91
20	0,9333	92	100
		94	100
21	0,9344	83	84
		84	85
22	0,9355	30	38
		114	115
23	0,9385	52	53
		54	55
		54	56
		54	59
		64	65
24	0,9393	55	56
		55	59
		83	85
		94	96
		95	96
25	0,9396	12	14
		65	68
		78	79
		92	94
		93	94
26	0,9396	8	30
		56	59
		56	59
		65	66
		89	92

TABLA 2. Representación de la demanda recuperada y de las líneas reconectadas por cada iteración realizada del caso $\alpha=5$.

A continuación en la Tabla 3 se puede comprobar que, aunque el sistema permita la reconexión de 5 líneas hay iteraciones donde reconectando menos líneas se obtienen mejores resultados.

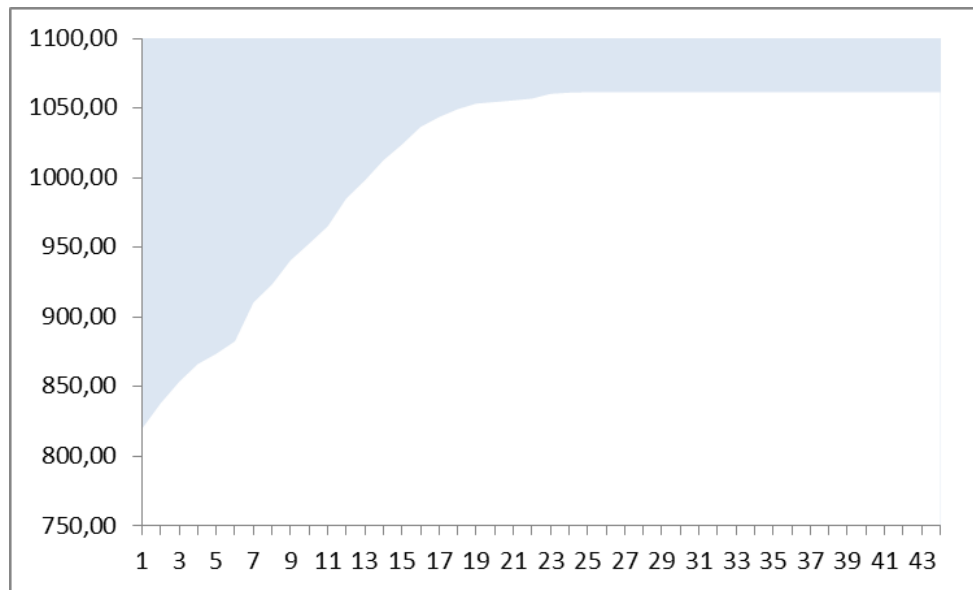
IT	NUMERO LINEAS	TOTAL	IT	NUMERO LINEAS	TOTAL
0		71	14	5	138
1	5	76	15	4	142
2	4	80	16	5	147
3	4	84	17	4	151
4	4	88	18	4	155
5	5	93	19	4	159
6	5	98	20	2	161
7	5	103	21	2	163
8	5	108	22	2	165
9	5	113	23	5	170
10	5	118	24	5	175
11	5	123	25	5	180
12	5	128	26	5	185
13	5	133			

TABLA 3. Número de líneas reconectadas por cada iteración frente al número de líneas totales del caso $\alpha=5$.

A continuación en la Tabla 4 se muestra la ENS que servirá para determinar qué caso de los estudiados es el mejor. Además se puede comprobar los resultados de la Tabla más visualmente en la Gráfica 2.

PARA $\alpha=5$			PARA $\alpha=5$		
IT	MW	MWh	IT	MW	MWh
1	3279,47	819,87	14	4050,57	1012,64
2	3352,20	838,05	15	4095,88	1023,97
3	3414,15	853,54	16	4146,20	1036,55
4	3465,09	866,27	17	4174,64	1043,66
5	3494,65	873,66	18	4197,10	1049,27
6	3530,40	882,60	19	4213,35	1053,34
7	3642,02	910,50	20	4217,67	1054,42
8	3693,81	923,45	21	4222,43	1055,61
9	3763,15	940,79	22	4227,66	1056,91
10	3811,17	952,79	23	4241,29	1060,32
11	3860,72	965,18	24	4244,50	1061,13
12	3940,85	985,21	25	4246,00	1061,50
13	3992,73	998,18	26	4246,00	1061,50

TABLA 4. Potencia y energía recuperada en MW y en MWh en cada iteración del caso $\alpha=5$.



GRAFICA 2. Representación energía no suministrada (ENS) del caso $\alpha=5$

Por otro lado, se ha realizado un estudio de la potencia demandada y de la potencia generada en cada uno de los 118 buses y para cada una de las iteraciones (26 en este caso). En la Tabla 5 se muestran los resultados en detalle. La información en la tabla puede resultar de utilidad para estudiar la recuperación de la demanda individual en cada uno de los buses de la red eléctrica y la solución óptima de la potencia que producirá cada uno de los generadores como resultado de cada nueva ejecución del problema de optimización.

[illegible]

Por último, se ha realizado el análisis de las líneas del sistema. Gracias a este análisis se han podido determinar las líneas que se cierran en cada iteración hasta llegar al final de la ejecución del programa. En la Tabla 6 se muestran las 118 líneas del problema con las respectivas 26 iteraciones, en las que se muestra el flujo que circula por cada línea y el valor de la variable de decisión β correspondiente a cada línea en la iteración correspondiente. La variable de decisión β toma en cada iteración valor 0 (abierta) o valor 1 (cerrada).

[illegible]

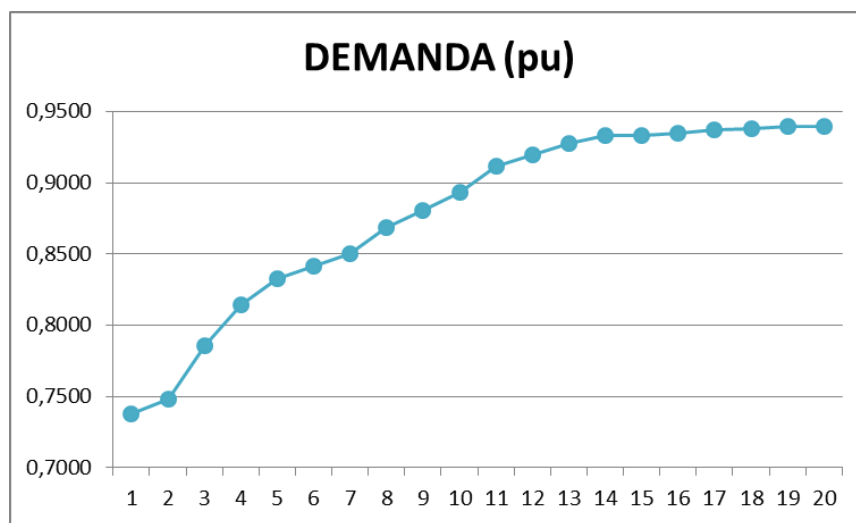
		ESTADO 14		ESTADO 15		ESTADO 16		ESTADO 17		ESTADO 18		ESTADO 19		ESTADO 20		ESTADO 21		ESTADO 22		ESTADO 23		ESTADO 24		ESTADO 25		ESTADO 26	
		Flujo	Beta	Flujo	Beta	Flujo	Beta	Flujo	Beta	Flujo	Beta	Flujo	Beta	Flujo	Beta	Flujo	Beta	Flujo	Beta	Flujo	Beta	Flujo	Beta	Flujo	Beta	Flujo	Beta
1	2	0.180	1.000	0.199	1.000	0.198	1.000	0.198	1.000	0.198	1.000	0.198	1.000	0.198	1.000	0.198	1.000	0.201	1.000	0.201	1.000	0.201	1.000	0.207	1.000	0.196	1.000
2	3	0.310	1.000	0.291	1.000	0.293	1.000	0.293	1.000	0.293	1.000	0.293	1.000	0.293	1.000	0.293	1.000	0.289	1.000	0.289	1.000	0.289	1.000	0.289	1.000	0.289	1.000
3	4	0.626	1.000	0.694	1.000	0.692	1.000	0.692	1.000	0.692	1.000	0.692	1.000	0.692	1.000	0.692	1.000	0.702	1.000	0.702	1.000	0.702	1.000	0.723	1.000	0.681	1.000
4	5	0.103	1.000	0.145	1.000	0.144	1.000	0.144	1.000	0.144	1.000	0.144	1.000	0.144	1.000	0.144	1.000	0.150	1.000	0.150	1.000	0.150	1.000	0.163	1.000	0.138	1.000
5	6	0.039	1.000	0.094	1.000	0.094	1.000	0.094	1.000	0.094	1.000	0.094	1.000	0.094	1.000	0.094	1.000	0.098	1.000	0.098	1.000	0.098	1.000	0.102	1.000	0.094	1.000
6	7	0.074	1.000	0.158	1.000	0.148	1.000	0.148	1.000	0.148	1.000	0.148	1.000	0.148	1.000	0.148	1.000	0.159	1.000	0.159	1.000	0.159	1.000	0.183	1.000	0.137	1.000
7	8	0.916	1.000	1.175	1.000	1.170	1.000	1.173	1.000	1.169	1.000	1.170	1.000	1.169	1.000	1.169	1.000	1.208	1.000	1.208	1.000	1.208	1.000	1.290	1.000	0.956	1.000
8	9	1.860	1.000	2.320	1.000	2.316	1.000	2.316	1.000	2.316	1.000	2.316	1.000	2.316	1.000	2.316	1.000	2.455	1.000	2.455	1.000	2.455	1.000	2.624	1.000	2.150	1.000
9	10	0.916	1.000	1.175	1.000	1.170	1.000	1.173	1.000	1.169	1.000	1.170	1.000	1.169	1.000	1.169	1.000	1.208	1.000	1.208	1.000	1.208	1.000	1.290	1.000	0.956	1.000
10	11	0.236	1.000	0.304	1.000	0.302	1.000	0.303	1.000	0.302	1.000	0.302	1.000	0.302	1.000	0.302	1.000	0.312	1.000	0.312	1.000	0.312	1.000	0.333	1.000	0.291	1.000
11	12	0.312	1.000	0.387	1.000	0.386	1.000	0.387	1.000	0.387	1.000	0.387	1.000	0.387	1.000	0.387	1.000	0.397	1.000	0.397	1.000	0.397	1.000	0.421	1.000	0.378	1.000
12	13	0.329	1.000	0.414	1.000	0.417	1.000	0.417	1.000	0.417	1.000	0.417	1.000	0.417	1.000	0.417	1.000	0.427	1.000	0.427	1.000	0.427	1.000	0.451	1.000	0.418	1.000
13	14	0.020	1.000	0.001	1.000	0.002	1.000	0.002	1.000	0.002	1.000	0.002	1.000	0.002	1.000	0.002	1.000	0.001	1.000	0.001	1.000	0.001	1.000	0.007	1.000	0.007	1.000
14	15	0.073	1.000	0.046	1.000	0.046	1.000	0.046	1.000	0.046	1.000	0.046	1.000	0.046	1.000	0.046	1.000	0.049	1.000	0.049	1.000	0.049	1.000	0.054	1.000	0.049	1.000
15	16	0.116	1.000	0.040	1.000	0.042	1.000	0.041	1.000	0.042	1.000	0.042	1.000	0.042	1.000	0.042	1.000	0.031	1.000	0.031	1.000	0.031	1.000	0.007	1.000	0.007	1.000
16	17	0.177	1.000	0.165	1.000	0.165	1.000	0.165	1.000	0.165	1.000	0.165	1.000	0.165	1.000	0.165	1.000	0.166	1.000	0.166	1.000	0.166	1.000	0.166	1.000	0.166	1.000
17	18	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
18	19	0.163	1.000	0.175	1.000	0.170	1.000	0.175	1.000	0.175	1.000	0.175	1.000	0.175	1.000	0.175	1.000	0.174	1.000	0.174	1.000	0.174	1.000	0.180	1.000	0.184	1.000
19	20	0.105	1.000	0.140	1.000	0.140	1.000	0.140	1.000	0.140	1.000	0.140	1.000	0.140	1.000	0.140	1.000	0.140	1.000	0.140	1.000	0.140	1.000	0.140	1.000	0.140	1.000
20	21	0.058	1.000	0.023	1.000	0.023	1.000	0.023	1.000	0.023	1.000	0.023	1.000	0.023	1.000	0.023	1.000	0.023	1.000	0.023	1.000	0.023	1.000	0.023	1.000	0.023	1.000
21	22	0.213	1.000	0.269	1.000	0.266	1.000	0.268	1.000	0.268	1.000	0.268	1.000	0.268	1.000	0.268	1.000	0.289	1.000	0.289	1.000	0.289	1.000	0.302	1.000	0.303	1.000
22	23	0.192	1.000	0.227	1.000	0.227	1.000	0.227	1.000	0.227	1.000	0.227	1.000	0.227	1.000	0.227	1.000	0.231	1.000	0.231	1.000	0.231	1.000	0.245	1.000	0.243	1.000
23	24	0.093	1.000	0.098	1.000	0.096	1.000	0.097	1.000	0.096	1.000	0.096	1.000	0.096	1.000	0.097	1.000	0.107	1.000	0.107	1.000	0.107	1.000	0.111	1.000	0.112	1.000
24	25	0.093	1.000	0.098	1.000	0.096	1.000	0.097	1.000	0.096	1.000	0.096	1.000	0.096	1.000	0.097	1.000	0.107	1.000	0.107	1.000	0.107	1.000	0.111	1.000	0.112	1.000
25	26	0.134	1.000	0.101	1.000	0.102	1.000	0.101	1.000	0.094	1.000	0.094	1.000	0.095	1.000	0.095	1.000	0.092	1.000	0.092	1.000	0.092	1.000	0.092	1.000	0.092	1.000
26	27	0.000	0.000	0.051	1.000	0.051	1.000	0.051	1.000	0.053	1.000	0.053	1.000	0.053	1.000	0.053	1.000	0.049	1.000	0.049	1.000	0.049	1.000	0.053	1.000	0.053	1.000
27	28	0.000	0.000	0.079	1.000	0.078	1.000	0.079	1.000	0.086	1.000	0.086	1.000	0.086	1.000	0.086	1.000	0.088	1.000	0.088	1.000	0.088	1.000	0.088	1.000	0.088	1.000
28	29	0.140	1.000	0.219	1.000	0.216	1.000	0.219	1.000	0.216	1.000	0.216	1.000	0.216	1.000	0.216	1.000	0.225	1.000	0.225	1.000	0.225	1.000	0.238	1.000	0.232	1.000
29	30	0.240	1.000	0.319	1.000	0.318	1.000	0.319	1.000	0.326	1.000	0.326	1.000	0.326	1.000	0.326	1.000	0.328	1.000	0.328	1.000	0.328	1.000	0.328	1.000	0.328	1.000
30	31	0.155	1.000	0.101	1.000	0.093	1.000	0.097	1.000	0.087	1.000	0.088	1.000	0.087	1.000	0.088	1.000	0.083	1.000	0.083	1.000	0.083	1.000	0.070	1.000	0.070	1.000
31	32	0.091	1.000	0.068	1.000	0.068	1.000	0.068	1.000	0.071	1.000	0.071	1.000	0.071	1.000	0.071	1.000	0.073	1.000	0.073	1.000	0.073	1.000	0.073	1.000	0.073	1.000
32	33	0.518	1.000	0.508	1.000	0.530	1.000	0.518	1.000	0.704	1.000	0.706	1.000	0.704	1.000	0.704	1.000	0.426	1.000	0.426	1.000	0.426	1.000	0.325	1.000	0.079	1.000
33	34	0.227	1.000	0.497	1.000	0.499	1.000	0.498	1.000	0.522	1.000	0.528	1.000	0.522	1.000	0.522	1.000	0.556	1.000	0.556	1.000	0.556	1.000	0.566	1.000	0.566	1.000
34	35	0.177	1.000	0.324	1.000	0.324	1.000	0.324	1.000	0.317	1.000	0.317	1.000	0.317	1.000	0.317	1.000	0.338	1.000	0.338	1.000	0.338	1.000	0.338	1.000	0.338	1.000
35	36	0.007	1.000	0.154	1.000	0.154	1.000	0.154	1.000	0.164	1.000	0.161	1.000	0.164	1.000	0.164	1.000	0.168	1.000	0.168	1.000	0.168	1.000	0.169	1.000	0.169	1.000
36	37	0.560	1.000	0.713	1.000	0.708	1.000	0.711	1.000	0.704	1.000	0.706	1.000	0.704	1.000	0.704	1.000	0.739	1.000	0.739	1.000	0.739	1.000	0.770	1.000	0.770	1.000
37	38	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
38	39	0.560	1.000	0.713	1.000	0.708	1.000	0.711	1.000	0.704	1.000	0.706	1.000	0.704	1.000	0.704	1.000	0.881	1.000	0.881	1.000	0.881	1.000	0.932	1.000	1.004	1.000
39	40	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
40	41	0.086	1.000	0.086	1.000	0.086	1.000	0.086	1.000	0.076	1.000	0.079	1.000	0.076	1.000	0.076	1.000	0.072	1.000	0.072	1.000	0.072	1.000	0.071	1.000	0.071	1.000
41	42	0.136	1.000	0.130	1.000	0.1329	1.000	0.130	1.000	0.345	1.000	0.350	1.000	0.345	1.000	0.345	1.000	0.346	1.000	0.346	1.000	0.346	1.000	0.342	1.000	0.342	1.000
42	43	0.313	1.000	0.313	1.000	0.313	1.000	0.313	1.000	0.313	1.000	0.313	1.000	0.313	1.000	0.313	1.000	0.313	1.000	0.313	1.000	0.313	1.000	0.313	1.000	0.313	1.000
43	44	0.025	1.000	0.086	1.000	0.086																					

ANEXO IV. Caso $\alpha=7$

Para este caso de estudio se va a permitir la reconexión de hasta 7 líneas. Al permitirse la reconexión de un número más elevado de enlaces, el problema de optimización necesita solo 20 iteraciones para alcanzar la demanda máxima posible haciendo que este caso sea el más rápido de todos los estudiados.

En este Anexo, además de la información contenida en la memoria principal, se expondrán el resto de tablas y datos de interés para este caso de estudio.

En primer lugar en la Gráfica 3 se muestran los resultados de las distintas iteraciones. Se puede observar que la recuperación del sistema se produce mucho más rápidamente que en el caso $\alpha=5$.



GRAFICA 3. Recuperación energética por unidad de tiempo del caso $\alpha=7$.

Por otra parte, en la Tabla 7, se expone a continuación el número de líneas reconectadas en cada iteración y el número de líneas totales.

IT	NUMERO LINEAS RECONECTADAS	TOTAL	IT	NUMERO LINEAS RECONECTADAS	TOTAL
0		71	11	5	140
1	7	78	12	7	147
2	7	85	13	7	154
3	7	92	14	6	160
4	7	99	15	3	163
5	6	105	16	3	166
6	5	110	17	6	172
7	6	116	18	5	177
8	7	123	19	7	184
9	5	128	20	1	185
10	7	135			

TABLA 7. Número de líneas reconectadas por cada iteración frente al número de líneas totales del caso $\alpha=7$.

Una vez conocidas el número de líneas reconectadas por cada iteración, resulta interesante conocer cuáles son las líneas que se reconectan en cada una de las diferentes iteraciones. Por ello, a continuación, en la Tabla 8 se muestra las líneas que se reconectan en cada iteración con la correspondiente potencia demandada en p.u.

IT	DEMANDA(pu)	LINEAS A RECONECTAR	
1	0,7380	11	13
		13	15
		46	47
		46	48
		56	57
		60	62
2	0,7482	62	67
		30	38
		65	66
		65	68
		68	69
		77	78
3	0,7857	68	81
		81	80
		77	80
		77	80
		79	80
		80	96
4	0,8145	80	97
		80	98
		96	97
		34	43
		45	49
		78	79
5	0,8328	77	82
		85	88
		88	89
		80	99
		12	16
		15	17
6	0,8417	16	17
		82	83
		85	89
		82	96
		19	20
		38	37
7	0,8507	37	40
		39	40
		61	62
		14	15
		18	19
		21	22
8	0,8685	19	34
		33	37
		38	65
		15	33
		40	41
		40	42
9	0,8804	41	42
		44	45
		42	49
		42	49
		20	21
		8	30
10	0,8937	17	31
		34	37
		43	44
		53	54
		49	54
		49	54
11	0,9120	56	58
		63	59
		63	64
		64	61
		29	31
		51	52
12	0,9195	70	75
		69	75
		69	77
		47	49
		51	58
		47	69
13	0,9279	69	70
		70	74
		100	101
		101	102
		12	14
		15	19
14	0,9331	48	49
		75	77
		98	100
		75	118
		76	118
		89	90
15	0,9337	89	90
		90	91
		91	92
		92	100
		17	113
		35	36
16	0,9349	94	100
		114	115
		83	84
		83	85
		84	85
		52	53
17	0,9371	54	55
		54	56
		54	59
		62	66
		94	96
		55	56
18	0,9385	55	59
		64	65
		49	69
		95	96
		23	24
		56	59
19	0,9396	56	59
		24	70
		24	72
		92	94
		93	94
		89	92
20	0,9396	89	92

TABLA 8. Representación de la demanda recuperada y de las líneas reconectadas por cada iteración realizada para el caso de $\alpha=7$.

Al igual que se ha comentado en el capítulo 4 el gran salto de recuperación energética que se produce entre la iteración 2 y la 3 se pueden comentar otros como por ejemplo el salto de la iteración 15 a la 16 donde, como se observar en la Tabla 2 se reconectan las líneas 83-84,83-85 y 84-85. En estas líneas no hay generador y por lo tanto la recuperación energética es prácticamente igual. También se puede comentar el paso de la iteración 3 a la 4 donde el sistema recupera el 15% de la demanda total del sistema (siendo el segundo momento en el que se recupera más energía, después del comentado en el capítulo 5).

Se puede observar que las líneas que se reconectan en este caso son: 34-43, 45-49, 78-79, 77-82, 85-88, 88-89 y 80-99. Aunque de estas siete líneas reconectadas solo tres disponen de generador en el bus que reconectan (la 45-49, la 88-89 y la 80-99), en las tres la potencia generada y la máxima disponible es muy elevada haciendo que el sistema recupere la energía muy rápido.

También resulta de interés conocer el valor de la potencia demandada y de la potencia generada en cada iteración para cada uno de los 118 buses diferentes del problema en cuestión. En la Tabla 9 se puede observar cual es la potencia generada y demandada en cada uno de los buses de la red eléctrica a tratar.

[illegible]

TABLA 9. Potencia generada y demandada por cada iteración en el caso de $\alpha=7$.

Por otra parte al igual que la tabla de potencias anteriormente expuesta se ha realizado una tabla para cada una de las líneas del problema con su correspondiente flujo que circula por ellas y el valor de β (lo que indica si la línea está cerrada o abierta). A continuación en la Tabla 10 se puede observar un resumen del flujo y del valor de la variable de decisión (β) para todas las líneas del sistema.

[illegible]

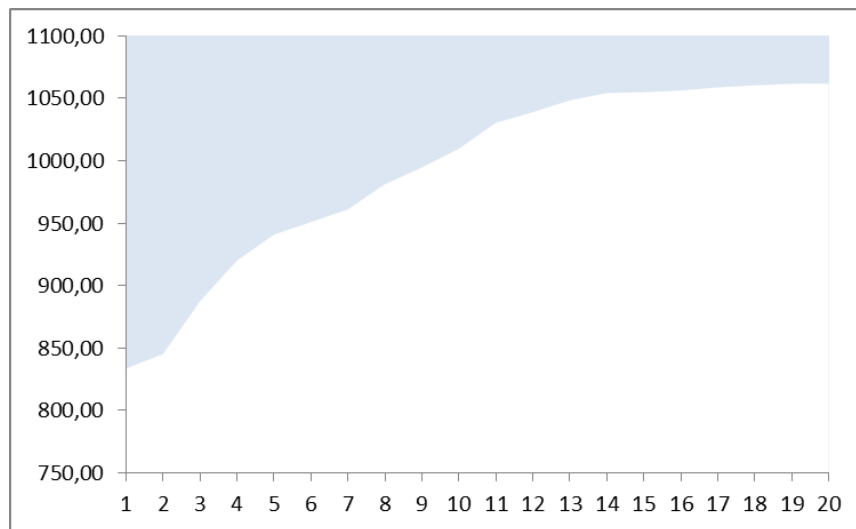
TABLA 10. Flujo y valor β de cada línea en cada iteración del caso $\alpha=7$

Por último, otro dato de interés es el valor de la ENS. Siguiendo el mismo procedimiento que anteriormente se puede observar en la Tabla 11 la potencia recuperada en MW y la energía en MWh por cada iteración.

PARA $\alpha=7$			PARA $\alpha=7$		
IT	MW	MWh	IT	MW	MWh
1	3335,14	833,79	11	4121,55	1030,39
2	3381,12	845,28	12	4155,38	1038,85
3	3550,40	887,60	13	4193,29	1048,32
4	3680,58	920,15	14	4216,55	1054,14
5	3763,56	940,89	15	4219,18	1054,79
6	3803,71	950,93	16	4224,85	1056,21
7	3844,29	961,07	17	4234,83	1058,71
8	3924,67	981,17	18	4241,06	1060,26
9	3978,57	994,64	19	4246,00	1061,50
10	4038,69	1009,67	20	4246,00	1061,50

TABLA 11. Potencia recuperada en MW y en MWh por cada iteración del caso $\alpha=7$.

Para este caso, se obtiene una energía no suministrada de **4.383,14 MWh**, la menor de los 3 casos estudiados, como era de esperar por ser la estrategia más rápida. A continuación para interpretar los resultados más visualmente, en la Gráfica 4 se puede observar el área de la curva que corresponde a la ENS.



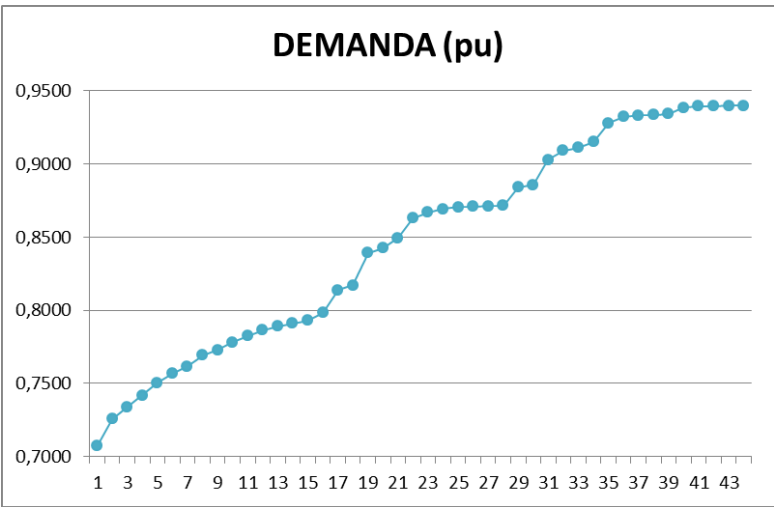
GRAFICA 4. Representación energía no suministrada (ENS) del caso $\alpha=7$

ANEXO V. Caso $\alpha=3$

Para este caso de estudio se va a permitir la reconexión de hasta únicamente 3 líneas. Al permitirse la reconexión de un número tan bajo, el problema de optimización necesita 44 iteraciones para alcanzar la demanda máxima posible haciendo que este caso sea el más lento de todos los estudiados.

En este Anexo, además de la información contenida en la memoria principal, se expondrán el resto de tablas y datos de interés para este caso de estudio.

En primer lugar en la Gráfica 5 se muestran los resultados de las distintas iteraciones. Se puede observar que la recuperación del sistema se produce mucho más rápidamente que en el caso $\alpha=3$.



GRAFICA 5. Recuperación energética por unidad de tiempo del caso $\alpha=3$.

Por otra parte, en la Tabla 12, se expone a continuación el número de líneas reconectadas en cada iteración y el número de líneas totales.

IT	NUMERO LINEAS RECONECTADAS	NÚMERO TOTAL	IT	NUMERO LINEAS RECONECTADAS	NÚMERO TOTAL	IT	NUMERO LINEAS RECONECTADAS	NÚMERO TOTAL
0		71	15	3	112	30	3	149
1	3	74	16	2	114	31	3	152
2	2	76	17	3	117	32	3	155
3	2	78	18	3	120	33	1	156
4	2	80	19	3	123	34	3	159
5	3	83	20	3	126	35	3	162
6	3	86	21	3	129	36	2	164
7	3	89	22	3	132	37	3	167
8	2	91	23	3	135	38	3	170
9	3	94	24	3	138	39	2	172
10	3	97	25	2	140	40	2	174
11	3	100	26	1	141	41	2	176
12	3	103	27	1	142	42	3	179
13	3	106	28	2	144	43	3	182
14	3	109	29	2	146	44	3	185

TABLA 12. Número de líneas reconectadas por cada iteración frente al número de líneas totales del caso $\alpha=3$.

Una vez conocidas el número de líneas reconectadas por cada iteración, resulta interesante conocer cuáles son las líneas que se reconectan en cada una de las diferentes iteraciones. Por ello, a continuación, en la Tabla 13 se muestra las líneas que se reconectan en cada iteración con la correspondiente potencia demandada en p.u.

IT	DEMANDA(pu)	LINEAS A RECONECTAR	
1	0,7074	13 15	
		56 57	
		60 62	
2	0,7257	46 47	
		46 48	
3	0,7338	85 88	
		88 89	
4	0,7418	80 98	
		98 100	
5	0,7505	34 43	
		45 49	
		62 67	
6	0,7566	29 31	
		61 62	
		62 66	
7	0,7616	11 13	
		14 15	
		15 17	
8	0,7693	12 16	
		16 17	
9	0,7727	53 54	
		56 58	
		51 58	
10	0,7781	51 52	
		100 101	
		101 102	
11	0,7824	77 78	
		78 79	
		79 80	
12	0,7864	19 20	
		8 30	
		17 113	
13	0,7889	12 14	
		20 21	
		21 22	
14	0,7910	18 19	
		43 44	
		44 45	

IT	DEMANDA(pu)	LINEAS A RECONECTAR	
15	0,7931	47 49	
		48 49	
		47 69	
16	0,7981	65 68	
		49 69	
17	0,8136	68 69	
		68 81	
		81 80	
18	0,8169	70 75	
		70 74	
		75 77	
19	0,8389	69 70	
		69 75	
		69 77	
20	0,8422	77 82	
		80 96	
		80 97	
21	0,8495	77 80	
		77 80	
		80 99	
22	0,8628	85 89	
		82 96	
		96 97	
23	0,8669	82 83	
		75 118	
		76 118	
24	0,8690	65 66	
		83 84	
		84 85	
25	0,8705	92 100	
		94 100	
26	0,8708	114 115	
27	0,8710	94 96	
28	0,8714	15 19	
		19 34	
29	0,8839	33 37	
		34 37	

IT	DEMANDA(pu)	LINEAS A RECONECTAR	
30	0,8855	38 37	
		30 38	
		38 65	
31	0,9028	63 59	
		49 54	
		64 65	
32	0,9090	49 54	
		63 64	
		64 61	
33	0,9111	15 33	
34	0,9151	39 40	
		40 42	
		41 42	
35	0,9278	17 31	
		42 49	
		42 49	
36	0,9320	37 40	
		40 41	
37	0,9332	89 90	
		89 90	
		90 91	
38	0,9335	54 55	
		55 56	
		55 59	
39	0,934	52 53	
		91 92	
40	0,9384	54 56	
		54 59	
41	0,9393	35 36	
		83 85	
42	0,9395	92 94	
		93 94	
		95 96	
43	0,9396	23 24	
		56 59	
		56 59	
44	0,9396	24 70	
		24 72	
		89 92	

TABLA 13. Representación de la demanda recuperada y de las líneas reconectadas por cada iteración realizada en el caso de $\alpha=3$.

Gracias a esta Tabla se puede explicar los “picos” presentes en la Gráfica 4. La mayor recuperación energética se produce al pasar de la iteración 18 a la 19 y de la iteración 30 a la 31. En el primer caso en la iteración número 19 el sistema reconecta las líneas 69-70,69-75,69-77. Según muestra la Tabla X del Anexo II, en el bus 69 se encuentra uno de los generadores más importantes de la red, capaz de generar 516 MW. Por ello el sistema en dicha iteración consigue una recuperación energética tan elevada. Algo similar pasa en la iteración 31 donde, en este caso, se reconectan las líneas que unen los buses 63-59,49-54 y 64-65. Estas tres líneas reconectadas unen buses donde se encuentran generadores y por lo tanto la demanda que consiguen recuperar es más elevada que en el resto de iteraciones.

Al igual que para el caso de $\alpha=7$, también resulta de interés conocer el valor de la potencia demandada y de la potencia generada en cada iteración para cada uno de los 118 buses diferentes del problema en cuestión. En la Tabla 14 se puede observar cual es la potencia generada y demandada en cada uno de los buses de la red eléctrica a tratar.

[illegible]

[illegible]

TABLA 14. Potencia generada y demandada por cada iteración en el caso de $\alpha=3$

Por otra parte, al igual que en los casos anteriores es importante comentar también el flujo que circula por cada una de las líneas del sistema en cada una de las iteraciones y el valor de la variable de decisión β . Al igual que en los casos anteriores, en la Tabla 15 se expone el resumen de los flujos y de dicha variable en cada una de las 44 iteraciones.

[illegible]

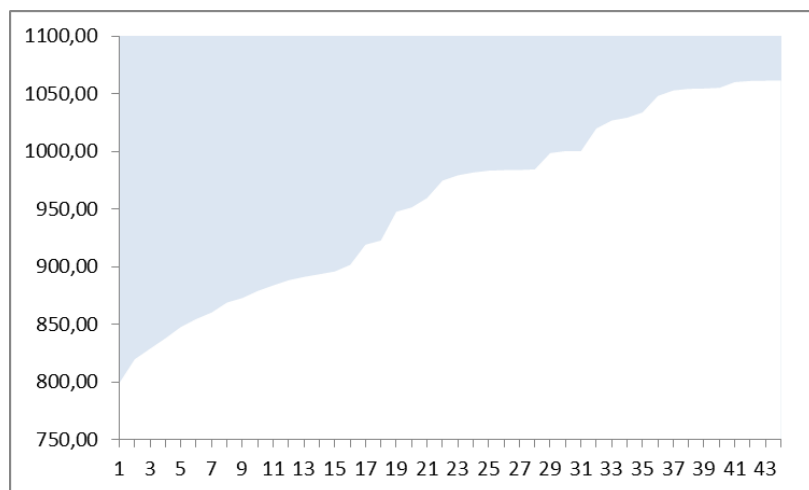
TABLA 15. Flujo y valor β de cada línea en cada iteración del caso $\alpha=3$

Por último, otra dato de interés es el valor de la ENS. Siguiendo el mismo procedimiento que anteriormente se puede observar en la Tabla 16 la potencia recuperada en MW y la energía en MWh por cada iteración.

PARA $\alpha=3$			PARA $\alpha=3$			PARA $\alpha=3$		
IT	MW	MWh	IT	MW	MWh	IT	MW	MWh
1	3196,76	799,19	16	3606,81	901,70	31	4001,38	1000,35
2	3279,47	819,87	17	3676,86	919,21	32	4079,81	1019,95
3	3315,98	828,99	18	3691,35	922,84	33	4107,61	1026,90
4	3352,20	838,05	19	3791,14	947,78	34	4117,41	1029,35
5	3391,47	847,87	20	3806,06	951,51	35	4135,42	1033,86
6	3418,95	854,74	21	3838,74	959,69	36	4192,64	1048,16
7	3441,70	860,43	22	3899,07	974,77	37	4211,77	1052,94
8	3476,35	869,09	23	3917,33	979,33	38	4217,35	1054,34
9	3491,95	872,99	24	3927,13	981,78	39	4218,49	1054,62
10	3516,34	879,09	25	3933,61	983,40	40	4220,75	1055,19
11	3535,53	883,88	26	3935,31	983,83	41	4240,73	1060,18
12	3553,52	888,38	27	3935,91	983,98	42	4244,55	1061,14
13	3564,91	891,23	28	3937,95	984,49	43	4245,60	1061,40
14	3574,43	893,61	29	3994,57	998,64	44	4246,00	1061,50
15	3583,85	895,96	30	4001,38	1000,35			

TABLA 16. Potencia recuperada en MW y en MWh por cada iteración del caso $\alpha=3$.

Para este caso, se obtiene una energía no suministrada de **7692,46 MWh**, la mayor de los 3 casos estudiados, como era de esperar por ser la estrategia más lenta. A continuación para interpretar los resultados más visualmente, en la Gráfica 6 se puede observar el área de la curva que corresponde a la ENS.



GRAFICA 6. Representación energía no suministrada (ENS) del caso $\alpha=3$

ANEXO VI. Caso generación térmica:

Para este escenario se han estudiado dos casos: por un lado permitiendo la reconexión de cinco líneas y por el otro permitiendo la reconexión de siete líneas.

A) PERMITIENDO LA RECONEXIÓN DE 5 LÍNEAS:

Para este caso de estudio, en primer lugar se ha determinado la demanda eléctrica que recupera en cada iteración. Al igual que para el primer caso sin rampas el sistema realizará 26 iteraciones recuperando la misma demanda final de 0,9396 en p.u.

A continuación, en la Tabla 17 se puede observar la demanda recuperada en cada iteración con la restricción de rampas comparándola con la demanda recuperada en cada iteración en el caso de sin rampas.

IT	DEMANDA TÉRMICA CON RAMPA	DEMANDA TÉRMICA SIN RAMPA
1	0,7257	0,7257
2	0,7418	0,7418
3	0,7529	0,7555
4	0,7665	0,7668
5	0,7730	0,7733
6	0,7799	0,7812
7	0,7994	0,8059
8	0,8135	0,8174
9	0,8225	0,8327
10	0,8331	0,8434
11	0,8446	0,8543
12	0,8495	0,8721
13	0,8584	0,8835
14	0,8659	0,8963
15	0,8715	0,9064
16	0,8968	0,9175
17	0,9134	0,9238
18	0,9239	0,9288
19	0,9293	0,9324
20	0,9324	0,9333
21	0,9337	0,9344
22	0,9343	0,9355
23	0,9359	0,9385
24	0,9389	0,9393
25	0,9395	0,9396
26	0,9396	0,9396

TABLA 17. Recuperación energética por iteración para los casos de $\alpha=5$ con generación térmica

Gracias a esta Tabla se puede observar que el sistema al principio de la ejecución va recuperando la demanda algo más lentamente que en el caso de sin rampas. Esto es debido a que las líneas que se van reconectado no son las mismas en ambos casos. En la primera y en la segunda iteración, las líneas que se reconectan sí que son las mismas haciendo que la demanda en p.u. de ambos casos sean iguales. En cambio a partir de la tercera iteración esto ya no ocurre. A continuación en la Tabla 18 se exponen las líneas que se reconectan en cada iteración para el caso de generación térmica.

IT	DEMANDA (pu)	LINEAS RECONECTAR	
1	0,7257	13	15
		46	47
		46	48
		56	57
2	0,7418	60	62
		85	88
		88	89
		80	98
		98	100
3	0,7529	15	17
		29	31
		34	43
		45	49
		62	67
4	0,7665	14	15
		68	69
		68	81
		81	80
5	0,7730	16	17
		47	69
		49	69
		17	113
6	0,7799	11	13
		61	62
		62	66
		65	68
7	0,7994	12	16
		38	37
		37	40
		30	38
		39	40
8	0,8135	18	19
		19	20
		21	22
		19	34
		33	37
9	0,8225	34	37
		63	59
		63	64
		38	65
		64	65

IT	DEMANDA (pu)	LINEAS RECONECTAR	
10	0,8331	20	21
		40	42
		41	42
		44	45
11	0,8446	15	19
		42	49
		42	49
12	0,8495	17	31
		53	54
		56	58
		51	58
13	0,8584	43	44
		51	52
		49	54
		49	54
14	0,8659	15	33
		47	49
		100	101
		101	102
15	0,8715	40	41
		48	49
		77	78
		78	79
		79	80
16	0,8968	77	80
		77	80
		80	96
		80	97
		96	97
17	0,9134	77	82
		85	89
		82	96
		80	99
18	0,9239	69	70
		70	74
		70	75
		69	75
		69	77

IT	DEMANDA (pu)	LINEAS RECONECTAR	
19	0,9293	75	77
		92	94
		75	118
		76	118
20	0,9324	89	90
		91	92
21	0,9337	35	36
		114	115
		82	83
		83	84
		84	85
22	0,9343	52	53
		89	90
		90	91
		92	100
		94	100
23	0,9359	54	55
		54	56
		54	59
		64	61
		94	96
24	0,9389	55	56
		55	59
		83	85
		93	94
		95	96
25	0,9395	23	24
		24	70
		24	72
		12	14
		8	30
26	0,9396	56	59
		56	59
		65	66
		89	92

TABLA 18. Representación de la demanda recuperada y de las líneas reconectadas por cada iteración realizada para el caso de $\alpha=5$ con generación térmica.

A continuación para finalizar ya con el caso de generación térmica permitiendo la reconexión de 5 líneas se procede a realizar una tabla donde se muestre la potencia generada y demandada en cada iteración.

En esta Tabla 19 se puede observar como no hay ningún momento donde el salto de la potencia generada de una iteración a la siguiente, en el caso de que el bus escogido sea de carbón sea de más de 0,6 p.u (lo mismo ocurre con el caso de gas pero ya en el sistema inicial sin la restricción de rampas no pasaba).

[illegible]

TABLA 19. Potencia generada y demandada por cada iteración del caso de $\alpha=5$ con generación térmica

B) PERMITIENDO LA RECONEXIÓN DE 7 LÍNEAS.

A continuación se realiza el mismo procedimiento para el caso de $\alpha=5$. En la Tabla 20 se puede observar la demanda recuperada en cada iteración con la restricción de rampas comparándola con la demanda recuperada en cada iteración en el caso de sin rampas.

IT	DEMANDA TERMICA	DEMANDA SIN RAMPA
1	0,7380	0,7380
2	0,7449	0,7482
3	0,7706	0,7857
4	0,7909	0,8145
5	0,8068	0,8328
6	0,8210	0,8417
7	0,8464	0,8507
8	0,8662	0,8685
9	0,8751	0,8804
10	0,8866	0,8937
11	0,9003	0,9120
12	0,9109	0,9195
13	0,9256	0,9279
14	0,9317	0,9331
15	0,9354	0,9337
16	0,9379	0,9349
17	0,9387	0,9371
18	0,9387	0,9385
19	0,9390	0,9396
20	0,9396	0,9396

TABLA 20. Recuperación energética por iteración para el caso de $\alpha=7$ con generación térmica

Al igual que ocurría en el caso anterior la recuperación energética en el caso de generación térmica crece algo más lentamente que en el caso donde no se impone la restricción de rampas. La explicación de esto se vuelve a encontrar en las líneas reconectadas en cada una de las iteraciones. A continuación en la Tabla 21 se exponen las líneas que se reconectan en cada iteración para el caso de generación térmica.

IT	DEMANDA (pu)	LINEAS RECONECTAR	
1	0,738	11 13	13 15
		46 47	46 48
		56 57	60 62
		62 67	
2	0,7449	34 43	65 68
		68 69	68 81
		81 80	85 88
		88 89	
3	0,7706	23 24	30 38
		45 49	47 69
		49 69	24 70
		24 72	
4	0,7909	17 31	38 37
		37 40	39 40
		43 44	80 98
		98 100	
5	0,8068	12 16	16 17
		61 62	63 59
		63 64	64 61
		65 66	
6	0,821	29 31	69 70
		70 75	69 75
		69 77	77 78
		77 80	

IT	DEMANDA (pu)	LINEAS RECONECTAR	
7	0,8464	44 45	70 74
		77 80	77 80
		80 96	80 97
		80 99	
8	0,8662	51 52	51 58
		75 77	77 82
9	0,8751	56 58	85 89
		82 96	96 97
		100 101	101 102
10	0,8866	40 42	41 42
		42 49	42 49
		53 54	38 65
11	0,9003	40 41	47 49
		49 54	49 54
		82 83	75 118
		76 118	
12	0,9109	15 17	18 19
		19 20	21 22
		33 37	17 113

IT	DEMANDA (pu)	LINEAS RECONECTAR	
13	0,9256	14 15	20 21
		8 30	15 33
		19 34	34 37
		48 49	
14	0,9317	12 14	15 19
		35 36	89 90
		89 90	90 91
		91 92	
15	0,9354	52 53	54 55
		54 56	54 59
		62 66	
16	0,9379	64 65	83 84
		83 85	84 85
17	0,9387	92 94	94 100
18	0,9387	94 96	95 96
		114 115	
19	0,939	55 56	56 59
		56 59	55 59
		78 79	93 94
		92 100	
20	0,9396	89 92	

TABLA 21. Representación de la demanda recuperada y de las líneas reconectadas por cada iteración realizada en el caso $\alpha=7$ con generación térmica.

En esta Tabla 22 se puede observar, de nuevo, como no hay en ningún momento donde el salto de la potencia generada de una iteración a la siguiente, en el caso de que el bus escogido sea de carbón sea de más de 0,6 p.u (lo mismo ocurre con el caso de gas pero ya en el sistema inicial sin la restricción de rampas no pasaba).

TABLA 22. Potencia generada y demandada por cada iteración del caso de $\alpha=7$ con generación térmica.

ANEXO VII. Caso transición energética:

Para este escenario se han estudiado dos casos: por un lado permitiendo la reconexión de cinco líneas y por el otro permitiendo la reconexión de siete líneas.

A) PERMITIENDO LA RECONEXIÓN DE 5 LÍNEAS:

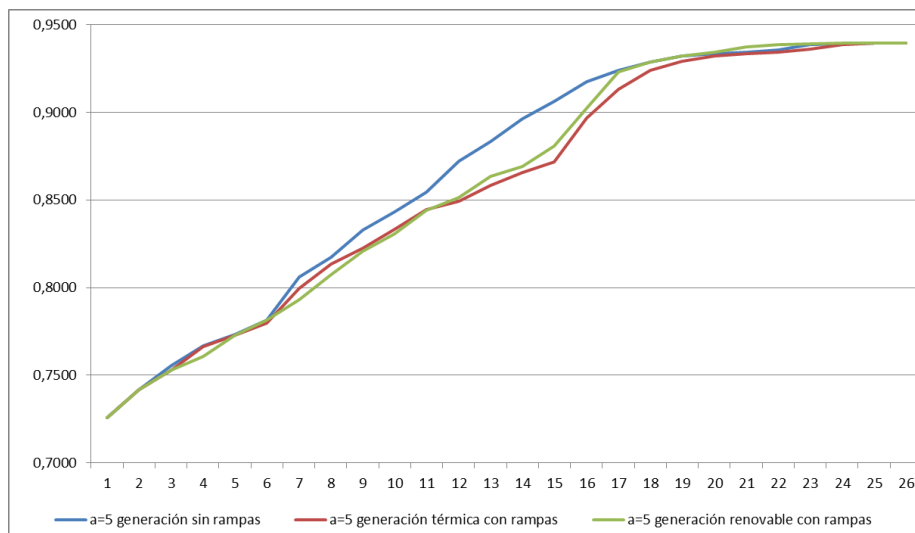
Para este caso de estudio, en primer lugar se ha determinado la demanda eléctrica que se recupera en cada iteración. Al igual que para el primer caso sin rampas el sistema realizará 26 iteraciones recuperando la misma demanda final de 0,9396 en p.u.

A continuación en la Tabla 23 se puede observar la demanda recuperada en cada iteración con la restricción de rampas comparándola con la demanda recuperada en cada iteración en el caso de sin rampas.

IT	DEMANDA RENOVABLE CON RAMPA	DEMANDA RENOVABLE SIN RAMPA
1	0,7257	0,7257
2	0,7418	0,7418
3	0,7529	0,7555
4	0,7607	0,7668
5	0,7729	0,7733
6	0,7816	0,7812
7	0,7932	0,8059
8	0,8074	0,8174
9	0,8209	0,8327
10	0,8309	0,8434
11	0,8442	0,8543
12	0,8513	0,8721
13	0,8636	0,8835
14	0,8693	0,8963
15	0,8809	0,9064
16	0,9022	0,9175
17	0,9232	0,9238
18	0,9286	0,9288
19	0,9324	0,9324
20	0,9342	0,9333
21	0,9373	0,9344
22	0,9388	0,9355
23	0,9393	0,9385
24	0,9395	0,9393
25	0,9396	0,9396
26	0,9396	0,9396

TABLA 23. Recuperación energética por iteración en el caso $\alpha=5$ con energías renovables

En esta Tabla 23 se puede observar que los resultados obtenidos son muy parecidos a los que se obtienen en el caso de generación térmica. Para poder observar mejor estos resultados, en la Gráfica 7 se exponen los tres casos estudiados: con energías renovables (línea verde), con generación térmica (línea roja) y sin condición de rampa (línea azul).



GRÁFICA 7. Comparativa de los tres casos de estudio para $\alpha=5$.

Por otra parte resulta también interesante estudiar cuál es la ENS en cada uno de los casos y de esta manera poder cuantificar numéricamente el mejor caso de todos los estudiados. A continuación en la Tabla 24 se expone para los tres casos estudiados la potencia en MW y la energía en MWh de cada iteración.

IT	DEMANDA RENOVABLE			DEMANDA SIN RAMPA			DEMANDA TÉRMICA		
	DEMANDA	MW	MWh	DEMANDA	MW	MWh	DEMANDA	MW	MWh
1	0,7257	3279,47	819,87	0,7257	3279,47	819,87	0,7257	3279,47	819,87
2	0,7418	3352,20	838,05	0,7418	3352,20	838,05	0,7418	3352,19	838,05
3	0,7529	3402,38	850,59	0,7555	3414,15	853,54	0,7529	3402,36	850,59
4	0,7665	3464,00	866,00	0,7668	3465,09	866,27	0,7607	3437,60	859,40
5	0,7730	3493,19	873,30	0,7733	3494,65	873,66	0,7729	3492,74	873,18
6	0,7799	3524,37	881,09	0,7812	3530,40	882,60	0,7816	3532,05	883,01
7	0,7994	3612,51	903,13	0,8059	3642,02	910,50	0,7932	3584,47	896,12
8	0,8135	3676,28	919,07	0,8174	3693,81	923,45	0,8074	3648,64	912,16
9	0,8225	3716,75	929,19	0,8327	3763,15	940,79	0,8209	3709,65	927,41
10	0,8331	3764,95	941,24	0,8434	3811,17	952,79	0,8309	3754,84	938,71
11	0,8446	3816,63	954,16	0,8543	3860,72	965,18	0,8442	3814,94	953,73
12	0,8495	3838,69	959,67	0,8721	3940,85	985,21	0,8513	3847,02	961,76
13	0,8584	3879,02	969,76	0,8835	3992,73	998,18	0,8636	3902,61	975,65
14	0,8659	3912,82	978,20	0,8963	4050,57	1012,64	0,8693	3928,37	982,09
15	0,8715	3938,46	984,61	0,9064	4095,88	1023,97	0,8809	3980,79	995,20
16	0,8968	4052,76	1013,19	0,9175	4146,20	1036,55	0,9022	4077,04	1019,26
17	0,9134	4127,62	1031,90	0,9238	4174,64	1043,66	0,9232	4171,94	1042,99
18	0,9239	4175,31	1043,83	0,9288	4197,10	1049,27	0,9286	4196,34	1049,09
19	0,9293	4199,33	1049,83	0,9324	4213,35	1053,34	0,9324	4213,52	1053,38
20	0,9324	4213,42	1053,35	0,9333	4217,67	1054,42	0,9342	4221,65	1055,41
21	0,9337	4219,29	1054,82	0,9344	4222,43	1055,61	0,9373	4235,66	1058,91
22	0,9343	4222,29	1055,57	0,9355	4227,66	1056,91	0,9388	4242,44	1060,61
23	0,9359	4229,33	1057,33	0,9385	4241,29	1060,32	0,9393	4244,70	1061,17
24	0,9389	4242,91	1060,73	0,9393	4244,50	1061,13	0,9395	4245,60	1061,40
25	0,9395	4245,54	1061,39	0,9396	4246,00	1061,50	0,9396	4246,05	1061,51
26	0,9396	4245,94	1061,48	0,9396	4246,00	1061,50	0,9396	4246,05	1061,51
ENS		4121			3933			4161	

TABLA 24. ENS de los tres casos estudiados para $\alpha=5$.

Es importante también comentar el gran salto que se produce entre la iteración 15 y la 16 y entre la 16 y la 17 en el caso de energía renovable pero también en el caso de generación térmica. La explicación a esto se encuentra en las líneas que se han reconectado en cada uno de los casos. A continuación, en la Tabla 25 se exponen las

líneas exactas que se han reconectado en cada iteración para el caso de transición energética.

IT	DEMANDA (pu)	LINEAS RECONECTAR	
1	0,7257	13	15
		46	47
		46	48
		56	57
2	0,7418	60	62
		85	88
		88	89
		80	98
3	0,7529	98	100
		15	17
		29	31
		34	43
4	0,7607	45	49
		62	67
		14	15
		68	69
5	0,7729	68	81
		81	80
		16	17
		47	69
6	0,7816	49	69
		17	113
		11	13
		61	62
7	0,7932	62	66
		65	68
		12	16
		38	37
8	0,8074	37	40
		30	38
		39	40
		18	19
9	0,8209	19	20
		21	22
		19	34
		33	37
10	0,8309	34	37
		63	59
		63	64
		38	65
11	0,8442	64	65
		20	21
		40	42
		41	42
12	0,8513	44	45
		15	19
		42	49
		42	49
13	0,8636	17	31
		53	54
		56	58
		51	58
14	0,8693	43	44
		51	52
		49	54
		49	54
15	0,8809	15	33
		47	49
		100	101
		101	102
16	0,9022	40	41
		48	49
		77	78
		78	79
17	0,9232	79	80
		77	80
		80	96
		80	97
18	0,9286	96	97
		77	82
		85	89
		82	96
19	0,9324	80	99
		69	70
		70	74
		70	75
20	0,9342	69	75
		69	77
		75	118
		76	118
21	0,9373	89	90
		91	92
		35	36
		114	115
22	0,9388	82	83
		83	84
		84	85
		52	53
23	0,9393	89	90
		90	91
		92	100
		94	100
24	0,9395	54	55
		54	56
		54	59
		64	61
25	0,9396	94	96
		55	56
		55	59
		83	85
26	0,9396	93	94
		95	96
		23	24
		24	70

TABLA 25. Representación de la demanda recuperada y de las líneas reconectadas por cada iteración realizada en el caso $\alpha=5$ con energía renovable.

Para finalizar ya con el caso de transición energética permitiendo la reconexión de 5 líneas se procede a realizar una tabla donde se muestre la potencia generada y demandada en cada iteración.

En esta Tabla 26 se presenta una tabla resumen donde se muestra la potencia demandada y generada.

[illegible]

TABLA 26. Potencia generada y demandada por cada iteración en el caso $\alpha=5$ con generación renovable

B) PERMITIENDO LA RECONEXIÓN DE 7 LÍNEAS:

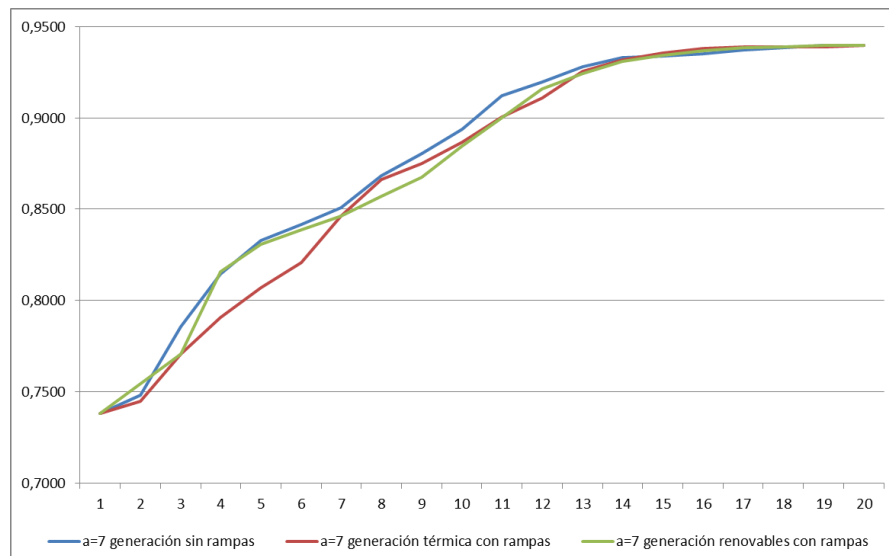
Para este caso de estudio, en primer lugar se ha determinado la demanda eléctrica que recupera en cada iteración. Al igual que para el primer caso sin rampas el sistema realizará 20 iteraciones recuperando la misma demanda final de 0,9396 en p.u.

A continuación en la Tabla 27 se puede observar la demanda recuperada en cada iteración con la restricción de rampas comparándola con la demanda recuperada en cada iteración en el caso de sin rampas.

IT	DEMANDA RENOVABLE	DEMANDA SIN RAMPA
1	0,7380	0,7380
2	0,7546	0,7482
3	0,7708	0,7857
4	0,8157	0,8145
5	0,8307	0,8328
6	0,8389	0,8417
7	0,8463	0,8507
8	0,8572	0,8685
9	0,8676	0,8804
10	0,8847	0,8937
11	0,8999	0,9120
12	0,9159	0,9195
13	0,9241	0,9279
14	0,9310	0,9331
15	0,9340	0,9337
16	0,9368	0,9349
17	0,9385	0,9371
18	0,9387	0,9385
19	0,9396	0,9396
20	0,9396	0,9396

TABLA 27. Recuperación energética por iteración en el caso $\alpha=7$ con energías renovables

En esta Tabla 27 se puede observar que los resultados obtenidos son muy parecidos a los que se obtienen en el caso de generación térmica. Para poder observar mejor estos resultados, al igual que se ha realizado anteriormente, en la Gráfica 8 se exponen los tres casos estudiados: con generación térmica (línea roja), con energías renovables (línea verde) y sin condición de rampa (línea azul).



GRÁFICA 8. Comparativa de los tres casos de estudio para $\alpha=7$.

Por otra parte, al igual que se ha realizado en el caso anterior, resulta también interesante estudiar cuál es la ENS en cada uno de los casos y de esta manera poder cuantificar numéricamente el mejor caso de todos los estudiados. A continuación en la Tabla 28 se expone para los tres casos estudiados la potencia en MW y la energía en MWh de cada iteración.

IT	DEMANDA RENOVABLE			DEMANDA SIN RAMPA			DEMANDA TÉRMICA		
	DEMANDA	MW	MWh	DEMANDA	MW	MWh	DEMANDA	MW	MWh
1	0,7380	3335,14	833,79	0,7380	3335,14	833,79	0,7380	3335,14	833,79
2	0,7546	3410,22	852,55	0,7482	3381,12	845,28	0,7449	3366,05	841,51
3	0,7708	3483,07	870,77	0,7857	3550,40	887,60	0,7706	3482,56	870,64
4	0,8157	3686,32	921,58	0,8145	3680,58	920,15	0,7909	3573,88	893,47
5	0,8307	3753,84	938,46	0,8328	3763,56	940,89	0,8068	3646,01	911,50
6	0,8389	3791,05	947,76	0,8417	3803,71	950,93	0,8210	3709,98	927,49
7	0,8463	3824,32	956,08	0,8507	3844,29	961,07	0,8464	3824,79	956,20
8	0,8572	3873,81	968,45	0,8685	3924,67	981,17	0,8662	3914,27	978,57
9	0,8676	3920,55	980,14	0,8804	3978,57	994,64	0,8751	3954,52	988,63
10	0,8847	3998,03	999,51	0,8937	4038,69	1009,67	0,8866	4006,71	1001,68
11	0,8999	4066,45	1016,61	0,9120	4121,55	1030,39	0,9003	4068,35	1017,09
12	0,9159	4138,90	1034,72	0,9195	4155,38	1038,85	0,9109	4116,13	1029,03
13	0,9241	4175,87	1043,97	0,9279	4193,29	1048,32	0,9256	4182,67	1045,67
14	0,9310	4207,12	1051,78	0,9331	4216,55	1054,14	0,9317	4210,24	1052,56
15	0,9340	4220,78	1055,20	0,9337	4219,18	1054,79	0,9354	4227,17	1056,79
16	0,9368	4233,60	1058,40	0,9349	4224,85	1056,21	0,9379	4238,53	1059,63
17	0,9385	4240,87	1060,22	0,9371	4234,83	1058,71	0,9387	4242,04	1060,51
18	0,9387	4242,04	1060,51	0,9385	4241,06	1060,26	0,9387	4242,04	1060,51
19	0,9396	4246,05	1061,51	0,9396	4246,00	1061,50	0,9390	4243,34	1060,84
20	0,9396	4246,05	1061,51	0,9396	4246,00	1061,50	0,9396	4246,05	1061,51
21	0,9396	4246,05	1061,51	0,9396	4246,00	1061,50	0,9396	4246,05	1061,51
22	0,9396	4246,05	1061,51	0,9396	4246,00	1061,50	0,9396	4246,05	1061,51
23	0,9396	4246,05	1061,51	0,9396	4246,00	1061,50	0,9396	4246,05	1061,51
24	0,9396	4246,05	1061,51	0,9396	4246,00	1061,50	0,9396	4246,05	1061,51
25	0,9396	4246,05	1061,51	0,9396	4246,00	1061,50	0,9396	4246,05	1061,51
26	0,9396	4246,05	1061,51	0,9396	4246,00	1061,50	0,9396	4246,05	1061,51
ENS	3231			3155			3297		

TABLA 28. ENS de los tres casos estudiados con $\alpha=7$

A continuación, al igual que para los casos anteriores, en la Tabla 29 se encuentran las líneas que se han reconectado en cada iteración.

IT	DEMANDA (pu)	LINEAS RECONECTAR	
1	0,7380	11	13
		13	15
		46	47
		46	48
		56	57
		60	62
		62	67
2	0,7546	29	31
		48	49
		65	68
		85	88
		88	89
		80	98
		96	97
3	0,7708	17	31
		68	69
		24	70
		77	78
		79	80
		68	81
		81	80
4	0,8157	78	79
		77	80
		77	80
		77	82
		80	96
		80	99
5	0,8307	12	16
		15	17
		16	17
		82	83
		85	89
6	0,8389	34	43
		45	49
		53	54
		51	58
		82	96
IT	DEMANDA (pu)	LINEAS RECONECTAR	
7	0,8463	19	20
		19	34
		35	36
		33	37
		34	37
		56	58
8	0,8572	14	15
		18	19
		21	22
		100	101
		101	102
		17	113
9	0,8676	38	37
		37	40
		39	40
		44	45
		51	52
		38	65
		80	97
10	0,8847	20	21
		30	38
		40	42
		41	42
		42	49
		42	49
11	0,8999	8	30
		40	41
		43	44
		47	49
		49	54
		49	54
		49	69
12	0,9159	15	19
		15	33
		69	70
		70	75
		69	75
		69	77
IT	DEMANDA (pu)	LINEAS RECONECTAR	
13	0,9241	61	62
		63	59
		63	64
		64	61
		64	65
		62	66
		70	74
14	0,9310	89	90
		89	90
		91	92
		75	118
15	0,9340	12	14
		83	84
		84	85
		90	91
		92	94
		76	118
16	0,9368	52	53
		54	55
		54	56
		54	59
		47	69
17	0,9385	94	100
		114	115
		55	56
		56	59
		56	59
		55	59
18	0,9387	93	94
		94	96
		95	96
		23	24
		65	66
		24	72
19	0,9396	83	85
		89	92
		98	100
20	0,9396	92	100

TABLA 29. Representación de la demanda recuperada y de las líneas reconectadas por cada iteración realizada en el caso $\alpha=7$ con energías renovables.

Como se puede observar en este caso es en la iteración 4 cuando el sistema reconecta las líneas que unen el bus 80 con otros de la red eléctrica y por la misma explicación que para el caso de $\alpha=5$ se recupera tanta energía.

Para finalizar ya con el caso de transición energética permitiendo la reconexión de 7 líneas se procede a realizar una tabla donde se muestre la potencia generada y demandada en cada iteración. En esta Tabla 30 se presenta una tabla resumen donde se muestra la potencia demandada y generada.

TABLA 30. Potencia generada y demandada por cada iteración en el caso $\alpha=7$ con energías renovables